УТВЕРЖДЕНО
приказом АО «Мособлэнерго»
от 19.08.2026 № 1-301/26

П О Л О Ж Е Н И Е

о технической политике АО «Мособлэнерго»

г. Красногорск
Московская область
2026 г.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 5
2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ 14
2.1. Схемы развития электрических сетей 14
2.1.1. Общие требования к разработке схем развития 15
2.1.2. Принципы построения электрических сетей 17
2.1.3. Выбор классов напряжения электрических сетей 19
2.1.4. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания 19
2.1.5. Определение допустимых уровней токов короткого замыкания 20
2.1.6. Основные технические требования при выдаче мощности объектов малой генерации 21
2.1.7. Надежность электроснабжения крупных населенных пунктов 23
2.2. Подстанции и распределительные устройства 26
2.2.1. Технические требования к трансформаторным подстанциям 35-110/6-20 кВ 26
2.2.2. Технические требования к трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам 6-35/0,4 кВ 27
2.2.3. Первичное оборудование трансформаторных подстанций 30
2.2.4. Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА для различных схем подстанций и классов напряжения 38
2.2.5. Автоматизированная система технологического управления 43
2.2.6. Здания, сооружения и инженерные сети 66
2.3. Линии электропередачи 71
2.3.1. Воздушные линии электропередачи 35-110 кВ 71
2.3.2. Кабельные линии электропередачи 35-110 кВ 76
2.4. Ограничения по применению оборудования и материалов 80
2.5. Электромагнитная совместимость 81
2.6. Метрологическое обеспечение и управление качеством электрической энергии 82
2.6.1.Метрологическое обеспечение. 82
2.6.2. Управление качеством электрической энергии 84
2.7. Эксплуатация электрических сетей и организация ремонтов 86
2.8. Реконструкция и строительство электросетевых объектов 89
2.9. Диагностика оборудования, формирование АСУ ТОиР, мониторинг сетей 90
2.10. Регламентирование основных технических решений при осуществлении технологических присоединений к электрическим сетям. 91

2.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе 91
2.12. Требования пожарной безопасности 95
2.13. Охрана труда и производственный контроль 97
2.14. Экологические требования 97
2.15. Особенности требований к электрическим сетям напряжением 0,4-20 кВ 99
2.15.1. Технические и экономико-экологические требования к электрическим сетям 99
2.15.2. Требования к выбору системы напряжений 99
2.15.3. Требования к схемам построения сетей 100
2.15.4. Трансформаторные подстанции, распределительные устройства 104
2.15.5. Силовые трансформаторы 106
2.15.6. Вольтодобавочные трансформаторы и симметрирующие устройства 107
2.15.7. Реклоузеры и управляемые разъединители 108
2.15.8. Коммутационная аппаратура 109
2.15.9. Ограничители перенапряжений 110
2.15.10. Воздушные линии электропередачи 6-20 кВ 111
2.15.11. Воздушные линии электропередачи 0,4 кВ 113
2.15.12. Кабельные линии электропередачи 114
2.15.13. Перспективные технологии и оборудование 117
2.15.14. Ограничения по применению технологий и оборудования 118
2.16. Требования к системе учета электроэнергии 119
2.16.1. Общие требования к системе учета электроэнергии 119
2.16.2. Общие требования к измерительно-информационному комплексу 121
2.16.3 Требования к трансформаторам тока, трансформаторам напряжения и их вторичным цепям 121
2.16.4. Требования к приборам учета электроэнергии 122
2.16.5. Требования к шкафам (щитам) учета электрической энергии 123
2.17. Основные требования к применению нового оборудования и технологий 124
2.18. Требования к пилотным проектам 125
2.19. Информационная безопасность 125
2.19.1. Цели и задачи информационной безопасности. 125
2.19.2. Основные принципы развития. 127
2.19.3. Основные требования. 128
2.19.4. Оценка соответствия требованиям по информационной безопасности внедряемых организационных и технических мер по обеспечению безопасности. 134

2.19.5. Ограничения по применению технологий и оборудования. 134
2.19.6. Проверка качества (оценка соответствия) цифрового оборудования, систем и технических средств обеспечения информационной безопасности. 136
3. ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ (ИТ) ОБЕСПЕЧЕНИЕ 138
3.1. Общие положения 138
3.2. Основные требования к информации и ИТ-сервисам. 139
3.3. Порядок развития и внедрения новых решений ИТ-обеспечения. 140
3.4. Общие требования к решениям ИТ-обеспечения 144
3.5. Жизненный цикл решений ИТ-обеспечения. 145
3.6. Сервисное обслуживание. 146
3.7. Заключительные положения раздела. 147
4. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 148
4.1. Финансовое управление 148
4.2. Информационная безопасность 148
4.2.1. Цели и задачи информационной безопасности. 148
4.3. Основные требования к автомобильной и специальной технике, механизации и оборудованию. 151
4.4. Нормативно-техническое управление 154
4.5. Организационное управление 156

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Положение о технической политике АО «Мособлэнерго» (далее – Положение) является локальным нормативным актом АО «Мособлэнерго», регламентирующим развитие и поддержание в работоспособном состоянии оборудования электросетевого комплекса на основе применения современного оборудования и материалов, обладающих высокой надежностью, низкими эксплуатационными затратами, с соблюдением условий экономической эффективности и использованием эффективных систем управления процессом распределения электроэнергии.

Положение разработано в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации, нормативно-правовыми актами Российской Федерации (далее – НПА), документами в области технического регулирования Российской Федерации, техническими регламентами Евразийского экономического союза и Таможенного союза с учетом требований стандартов МЭК и современного уровня развития техники и технологий.

Требования Положения распространяются на эксплуатируемые и проектируемые объекты электросетевого хозяйства АО «Мособлэнерго».

Положение о технической политике АО «Мособлэнерго» и вносимые изменения в Положение о технической политике АО «Мособлэнерго» утверждаются приказом АО «Мособлэнерго».

1.2. Цель Положения - определение основных технических направлений, унификации технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования распределительного сетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе при надлежащей промышленной и экологической безопасности.

1.3. Основными задачами Положения являются:

- внедрение передовых технологий эксплуатации, повышающих эффективность производственных процессов с использованием современных средств диагностики, мониторинга, а также технических и информационно-измерительных систем;
- обеспечение надежности и качества электроснабжения потребителей;
- недопущение наличия на объектах электросетевого хозяйства АО «Мособлэнерго» оборудования в критическом состоянии, а также оборудования, имеющего высокий уровень технического риска;
- разработка рекомендаций по повышению пропускной способности сетей, снижению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях с целью повышения эффективности их функционирования;
- совершенствование нормативно-технической базы и методического

обеспечения деятельности АО «Мособлэнерго»;

- обеспечение участниками реализации технической политики АО «Мособлэнерго» единых требований, изложенных в настоящем Положении.

- поддержание и развитие технических компетенций инженерно-технического персонала, в том числе посредством регулярного проведения технического обучения по повышению уровня квалификации, участия в тематических форумах, выставках и семинарах, обмена опытом и посещения наиболее передовых и развитых технических производственных площадок на территории и за пределами РФ.

1.4. Положение разработано на основании требований законодательства Российской Федерации:

- Градостроительный кодекс Российской Федерации;

- Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил не дискриминационного доступа к услугам по оперативно-технологическому 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»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «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»);

- Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;

- Постановление Правительства РФ от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении правил оперативно-технологического управления в электроэнергетике»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»;
- ГОСТ Р ИСО 50001-2023 «Национальный стандарт Российской Федерации. Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению».

1.5. Требования Положения являются обязательным для работников аппарата управления и филиалов АО «Мособлэнерго»:

- при выдаче технических условий на технологические присоединения электроустановок заявителей;
- при планировании объемов нового строительства, расширения, технического перевооружения и реконструкции ОЭХ, а также при внедрении новых форм организации эксплуатации сетей;
- при разработке технических решений на технологические присоединения электроустановок заявителей;
- при формировании потребности в товарах, работах, услугах в целях проведения закупочных мероприятий;
- при разработке схем перспективного развития электрических сетей;
- при разработке заданий на проектирование реконструкции и нового строительства электросетевых объектов;
- при разработке технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям;
- при разработке нормативно-технической и методической документации, а также стандартов организации;
- при формировании программ развития;
- при формировании и в процессе реализации эксплуатационных программ, технического обслуживания и ремонтных программ;
- при выборе пилотных проектов для отработки новых технических решений и технологий в распределительных электрических сетях.

1.6. Требования Положения должны учитываться сторонними организациями:

- проектными организациями при выполнении комплекса мероприятий по

договорам АО «Мособлэнерго»;

- строительными и монтажными организациями в части освоения новых технологий, строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электросетевого хозяйства АО «Мособлэнерго».

1.7. Основные термины и определения, используемые в Положении:

Технологическое нарушение в работе электрических сетей − технологическое нарушение на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшее к разрушению или повреждению зданий, сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки, неконтролируемому взрыву, пожару и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок, нарушению в работе релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем оперативно-технологического управления в электроэнергетике или оперативно-технологического управления либо обеспечивающих их функционирование систем связи, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы.

Граница балансовой принадлежности − линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) за состояние и обслуживание электроустановок.

Граница эксплуатационной ответственности − линия раздела объектов электросетевого хозяйства между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) по принципу ответственности за состояние и обслуживание электроустановок.

Географическая информационная система − программный комплекс, предназначенный для сбора, хранения, обработки, анализа и предоставления информации о пространственном расположении электрических сетей.

«Закрытый» центр питания − центр питания, для которого отсутствует техническая возможность технологического присоединения в соответствии с критериями, определенными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004

№ 861.

Класс напряжения электрооборудования − номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы при котором предназначено электрооборудование.

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.).

Комплекс телемеханики – совокупность программно-технических средств действующих *систем телемеханики* на энергообъектах филиалов электросетей и программно-технических комплексов телемеханики и связи (сервер ТМ/ЦППС, АРМ ТМ, сетевое оборудование *(коммутаторы, маршрутизаторы)* в технологическом сегменте ЛВС, ПАК сетевой защиты информации) в Диспетчерских пунктах управления электрическими сетями филиалов (ПО).

Линейные объекты − линии электропередачи, линии связи (в том числе линейно-кабельные сооружения), трубопроводы, автомобильные дороги, железнодорожные линии и другие подобные сооружения.

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

Объекты электросетевого хозяйства − линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование.

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

Потребители мощности − лица, приобретающие мощность, в том числе для собственных бытовых и (или) производственных нужд, и (или) для последующей продажи, лица, реализующие электрическую энергию на розничных рынках, лица, реализующие электрическую энергию на территориях, на которых располагаются электроэнергетические системы иностранных государств.

Пропускная способность электрической сети − технологически максимально допустимая величина мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем.

Реконструкция линейных объектов − изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Ремонт капитальный линейных объектов − изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое не влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов и при котором не требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Ремонт текущий − ремонт, выполняемый для поддержания технических и экономических характеристик объекта в заданных пределах с заменой и (или) восстановлением отдельных быстроизнашивающихся составных частей и деталей.

Свод правил − документ по стандартизации, утвержденный федеральным органом исполнительной власти и содержащий правила и общие принципы в отношении процессов в целях обеспечения соблюдения требований технических регламентов.

Система телемеханики – комплекс программно-технических средств телемеханики (со встроенными средствами защиты информации и шифрования данных) на энергообъекте, осуществляющих сбор, обработку и защищенную передачу технологической информации в Диспетчерские пункты управления электрическими сетями, кроме того, обеспечивающих удаленное управление коммутационными аппаратами энергообъекта.

Строительство − создание зданий, строений, сооружений (в том числе на месте сносимых объектов капитального строительства).

Техническое обслуживание − комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия (установки) при использовании его (ее) по назначению, хранении или транспортировке.

Технический регламент − документ, который принят международным договором Российской Федерации, подлежащим ратификации в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или в соответствии с международным договором Российской Федерации, ратифицированным в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или указом Президента Российской Федерации, или постановлением Правительства Российской Федерации, или нормативным правовым актом федерального органа исполнительной власти по техническому регулированию и устанавливает обязательные для применения и исполнения требования к объектам

технического регулирования (продукции или к продукции и связанным с требованиями к продукции процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации).

Точка присоединения к электрической сети − место физического соединения энергопринимающего устройства (энергетической установки) потребителя услуг по передаче электрической энергии (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) с электрической сетью сетевой организации.

Электрическая сеть (распределительная электрическая сеть, электрическая сеть, распределительная сеть, сеть) − совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

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

Энергетическая эффективность − отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников.

1.8. Перечень используемых сокращений:

ААС − активно-адаптивная сеть;

АВР − автоматический ввод резерва (резервного питания);

АСУЭ − автоматизированная система учета электрической энергии;

АПВ − автоматическое повторное включение;

АРМ − автоматизированное рабочее место;

АСДУ − автоматизированная система диспетчерского управления;

АСТУ − автоматизированные системы технологического управления;

АСУ − автоматизированная система управления;

АСУТП − автоматизированная система управления технологическими процессами;

БСК − батарея статических конденсаторов;

ВДТ − вольтодобавочный трансформатор;

ВЛ − воздушная линия электропередачи;

ВЛИ − воздушная линия электропередачи с изолированными самонесущими

проводами;
ВЛЗ − воздушная линия электропередачи с защищенными проводами;
ВН − выключатель нагрузки;
ВРУ – вводное распределительное устройство;
ГИС – географическая информационная система (программный комплекс);
ДГР − дугогасящий реактор;
ЗРУ − закрытое распределительное устройство;
ЗУ − заземляющее устройство;
ИИК − измерительно-информационный комплекс;
КА − коммутационный аппарат;
КВЛ − кабельно-воздушная линия электропередачи;
КЗ − короткое замыкание;
КЛ − кабельная линия электропередачи;
КП ТМ – контролируемый пункт телемеханики;
КСО − комплектные стационарные распределительные устройства одностороннего обслуживания;
КТП − комплектная трансформаторная подстанция;
КРУЭ − комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
ЛЭП − линия электропередачи – общее наименование ВЛИ, ВЛЗ, КЛ, КВЛ;
ЛВС – локальная вычислительная сеть;
МТП − мачтовая трансформаторная подстанция;
НИОКР − научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
НТД − нормативно-техническая документация;
ОД − отделитель;
ОДС – оперативно-технологическая служба филиала;
ОЗЗ − однофазное замыкание на землю;
ОПН − ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРУ − открытое распределительное устройство;
ОЭХ – объекты электросетевого хозяйства;
ПА − противоаварийная автоматика;
ПАК – программно-аппаратный комплекс;
ПБВ − переключение ответвлений без возбуждения;
ПС − подстанция трансформаторная;
ПО – программное обеспечение;
ПТК – программно-технический комплекс;
РД − руководящий документ;
РЗА − релейная защита и автоматика;
РП − распределительный пункт;
РПН − регулирование напряжения под нагрузкой;

РС − распределительная сеть;
РУ − распределительное устройство;
РУ-СН, РУ-НН − распределительное устройство среднего напряжения, распределительное устройство низкого напряжения;
САЦ – ситуационно-аналитический центр;
СЗИ – средства защиты информации;
СКЗИ – средства криптографической защиты информации
СИП − самонесущий изолированный провод;
СМР − строительно-монтажные работы;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
СПЭ − сшитый полиэтилен;
СТП − столбовая трансформаторная подстанция;
ТП − трансформаторная подстанция;
ТМ – система телемеханики;
ТСПД – технологическая сеть передачи данных;
ТН − трансформатор напряжения;
ТСН − трансформатор собственных нужд;
ТТ − трансформатор тока;
ТЭО − технико-экономическое обоснование;
УРОВ − устройство резервирования при отказе выключателя;
УШР − управляемый шунтирующий реактор;
ЦП − центр питания (понижающая подстанция) напряжением 35-110(220)/6-20 кВ;
ЭС – электрическая сеть.

2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

Электрические сети АО «Мособлэнерго» являются технологическим комплексом, обеспечивающим передачу электрической энергии от объектов генерации, электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион», ОАО «РЖД» и др. к потребителям электрической энергии и/или мощности в нормальном и послеаварийном режимах, с поддержанием ее нормированного качества и требуемых уровней надежности электроснабжения при оптимальных эксплуатационных затратах.

2.1. Схемы развития электрических сетей

Целью разработки схем перспективного развития электрических сетей (далее – схемы перспективного развития, схемы развития) 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.

Основной задачей разработки схем является определение технически выверенных и экономически обоснованных решений, обеспечивающих поэтапное развитие на расчетный период.

Схемы учитываются при формировании инвестиционных программ АО «Мособлэнерго», обеспечивающие развитие распределительного электросетевого комплекса.

Схемы разрабатываются отдельно для электрических сетей 35-110 кВ, в границах зон ответственности АО «Мособлэнерго», а также для сетей напряжением 6-20 кВ, обслуживаемых производственными отделениями филиалов АО «Мособлэнерго».

<u>В схемах должны обосновываться и определяться:</u>

- основные технические направления развития распределительных электрических сетей;
- требуемые объемы строительства, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей;
- при проектировании и строительстве новых ОЭХ не допускать перегрузки существующих линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений;
- при наличии технической возможности произвести переход на двухцепные ЛЭП 6-10 кВ с питанием цепей от разных секций РП, РТП, для снижения нагрузки на ЛЭП и повышения качества напряжения, снижения

технических потерь при передаче электроэнергии;

- выбор оптимальных классов напряжения;

- допустимые значения токов короткого замыкания;

- необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6-35 кВ, а также компенсации реактивной мощности;

- в целях снижения рисков повреждения электротехнического оборудования, возникновения несчастных случаев из – за недокомпенсации емкостных токов при однофазном замыкании на землю в распределительной сети 6-10 кВ, организовать, совместно с владельцами ОЭХ, наличие, работоспособность, функциональное состояние и настройку дугогасящих реакторов на центрах питания;

- общие требования к организации системы учета электрической энергии;

- требования по сетевому резервированию и применению автономных источников электроснабжения;

- основные технические требования при выдаче мощности объектов малой генерации;

- надежность электроснабжения крупных населенных пунктов;

- при технологическом присоединении к распределительной сети 6-20 кВ АО «Мособлэнерго» исключить присоединение с изменением схемы электроснабжения (разрезанием питающих кабельных линий (фидеров));

- приведение существующей схемы электроснабжения потребителей в соответствие с установленной категорией надежности электроснабжения.

2.1.1. Общие требования к разработке схем развития

Схемы и программы развития электроэнергетики регионов должны формироваться на основании:

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России;

- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемого по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта Российской Федерации;

- ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

- сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

- предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной

модели для субъектов Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории субъекта Российской Федерации;

- предложений субъектов оперативно-технологического управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах о перечне и размещении генерирующих и сетевых объектов на территории субъектов Российской Федерации, относящихся к технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам.

При разработке схем перспективного развития также рекомендуется учитывать следующие документы и исходные данные:

- утвержденные планы социально-экономического развития региона (субъекта РФ), 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;

- планы строительства возобновляемых и нетрадиционных источников энергии;

- технико-экономические доклады (обоснования) или данные, характеризующие уровень энергообеспеченности и потребления электроэнергии, а также планируемая динамика роста данных показателей;

- планируемые демографические и миграционные изменения;

- результаты технического аудита и инвентаризации электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «Мособлэнерго»;

- отчетные данные АО «Мособлэнерго» за последний финансовый год;

- инвестиционные программы АО «Мособлэнерго», данные о выданных технических условиях на технологическое присоединение;

- оценки потребности в электротехническом оборудовании, изделиях, материалах.

Схемы 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;

- 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.

2.1.2. Принципы построения электрических сетей

Технические решения, принятые в схемах распределительных электрических сетей, должны обеспечивать:

- нормированные уровни надежности для каждой группы потребителей;

- требуемое качество электроэнергии у потребителей;

- оптимальные потери электроэнергии в элементах сети;

- поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок;

- снижение эксплуатационных затрат.

Развитие распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ должно осуществляться на основе утвержденных схем развития электроэнергетики региона и согласовываться со схемами развития ЕНЭС.

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

При этом суммарная длина отходящих магистральных ЛЭП 6-20 кВ от ячейки РУ центра питания до последней ТП в схеме распределительной сети не должна превышать 20-25 км с учетом длин отпаек от данной ЛЭП.

Центры питания с высшим напряжением 35-110 кВ должны подключаться не менее чем к двум независимым сетевым источникам питания и, как правило, иметь два силовых трансформатора на подстанции.

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

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

2.1.2.1. Основные мероприятия, повышающие пропускную способность сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам.

Развитие электрических сетей должно обеспечивать увеличение пропускной способности распределительных электрических сетей на всем протяжении периода их эксплуатации и реализовываться через проектные решения, принятые в схемах развития электроэнергетики региона и схемах развития сети 6-20 кВ производственных отделений филиалов АО «Мособлэнерго» с учетом планируемых электрических нагрузок.

Основным направлением при развитии распределительной сети среднего класса напряжения является дальнейшее развитие электрической сети 20 кВ.

Для повышения пропускной способности сетей в схемах рекомендуется предусматривать следующие мероприятия:

- определение реальной пропускной способности линий электропередачи;
- применение на ВЛ 35-110 кВ неизолированных проводов с увеличенной допустимой температурой нагрева;
- внедрением системы температурного мониторинга ВЛ 35-110 кВ;
- применение на ВЛ проводов сечением не менее значений, указанных в ПУЭ;
- проектирование и строительство ВЛ в габаритах более высоких классов напряжения с учетом резервирования, в случае необходимости, земельных участков под строительство дополнительных 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 ее на местности и/или большими затратами, при соответствующем технико-экономическом обосновании, рекомендуется применять провода повышенного сечения на ВЛ 110 кВ − до 400 мм^2, на ВЛ 35 кВ − до 240 мм^2;
- предусматривать при проектировании и строительстве ВЛ конструкции опор, рассчитанные на подвеску вторых и более цепей;
- переход к строительству подстанций глубокого ввода 110/35/0,4 кВ;
- применение современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности;
- контроль за установкой современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности у крупных потребителей электроэнергии;
- оснащение исполнительными механизмами (приводами) для воздействия на активные элементы сети (выключатели, АВР, секционирующие пункты, РПН, ВДТ, конденсаторные установки), с целью изменения ее топологических

параметров и воздействия на смежные энергетические объекты, по заранее согласованным сценариям;

- создание программного обеспечения единого для сети в целом, с учетом зоны ответственности за процесс передачи и распределения электроэнергии от генерации до потребителя.

- для кабельных линий 6 кВ должны использоваться кабели на напряжение 10 кВ.

2.1.3. Выбор классов напряжения электрических сетей

Перевод действующих электрических сетей на более высокий класс напряжения должен производиться с целью увеличения их пропускной способности, уменьшения потерь электрической энергии в элементах сети, обеспечения качества электроэнергии у потребителя. Данные задачи рассматриваются при разработке схем развития электроэнергетики региона, а также схем распределительных электрических сетей 6-20 кВ с проведением технико-экономического обоснования.

На вновь сооружаемых воздушных линиях электропередачи напряжением 6-20 кВ, которые в соответствии с утвержденными схемами развития должны переводиться в перспективе на более высокий класс напряжения, рекомендуется применять опоры и изоляцию соответствующую следующему (более высокому) по ступени классу напряжения. Вышеуказанный принцип должен применяться при выборе класса изоляции на вновь прокладываемых кабельных линиях электропередачи.

Критерием выбора класса напряжения при реконструкции или техническом перевооружении распределительных электрических сетей должны являться суммарные затраты в сетях всех классов напряжений.

При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжений, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся между собой на величину, не превышающую 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сетей с более высоким классом напряжения электрической сети.

2.1.4. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания

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

Для потребителей 2 категории и выше: организация питания трансформаторных подстанций, распределительных трансформаторных подстанций, распределительных подстанций по двухлучевой схеме с установкой на ТП, РТП двух силовых трансформаторов 6-20/0,4 кВ и организацией питания от разных центров питания или различных секций шин распределительных

устройств 6-20 кВ и разных трансформаторов одного ЦП на две секции шин РУВН в ТП, РТП, РП.

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

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.

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

Резервные или аварийные источники электроснабжения должны подключаться на выделенные шины гарантированного питания, к которым подключены электроприемники, для которых требуется высокая надежность электроснабжения.

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

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

2.1.5. Определение допустимых уровней токов короткого замыкания

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

Протекание токов КЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов, подвергать их электродинамическим усилиям выше допустимых значений, определенных производителями данного оборудования и материалов.

Максимальный уровень токов КЗ для сетей 35 кВ и выше должен ограничиваться параметрами выключателей, трансформаторов, проводниковых материалов и другого оборудования, а также условиями обеспечения устойчивости энергосистемы.

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

защищенных проводов.

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

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации оборудования и элементов электрических сетей необходимо применять комплекс мер по ограничению уровня токов КЗ, таких как:

- секционирование элементов электрических сетей в т.ч. ВЛ, КЛ, секций шин РУ подстанций и РП;

- установка токоограничивающих реакторов;

- использование трансформаторов с расщепленными обмотками на низкой стороне напряжения.

В перспективе предполагается применение современных устройств с целью ограничений токов КЗ на основе силовой электроники в сетях всех классов напряжении.

2.1.6. Основные технические требования при выдаче мощности объектов малой генерации

При определении основных технических требований, предъявляемых к линиям электропередачи, трансформаторным подстанциям, распределительным устройствам, которые связаны с технологическим присоединением объектов малой генерации и выдачей от них мощности в электрическую сеть, следует руководствоваться Методическими рекомендациями 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, утвержденных Приказом Минпромэнерго России от 30.04.2008 № 216.

Подключение объекта малой генерации к электрическим сетям производится на основании технических условий на присоединение, выдаваемых сетевой организацией, на балансе которой находятся указанные электрические сети, и утвержденной схемы выдачи мощности. Данные технические условия и схема выдачи мощности должны согласовываться с АО «СО ЕЭС», для объектов генерации свыше 5 МВт.

Технические условия в обязательном порядке должны содержать следующие требования, предусматривающие:

- наличие устройств автоматической синхронизации генераторов с энергосистемой;

- релейную защиту и противоаварийную автоматику, исключающих несинхронное включение энергетических установок в электрическую сеть, а также подачу несинхронного напряжения на энергетические установки от электрических сетей;
- организацию каналов передачи оперативной и технологической информации.

На основании выданных ТУ разрабатывается проектная документация по включению генератора в параллельную работу с энергосистемой.

В соответствии с «Положением об особенностях функционирования хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в области электроэнергетики преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд», утвержденным Постановлением Правительства РФ от 06.06.2006 №355, каждый хозяйствующий субъект, владеющий электрическими станциями (электрической станцией), установленная генерирующая мощность которых составляет не менее 5 МВт, должен заключить возмездные договоры:

- с сетевой организацией на оказание услуг по передаче электрической энергии;
- с АО «СО ЕЭС» на оказание услуг по оперативно-технологическому управлению.

Для определения предварительной схемы выдачи мощности от объекта малой генерации, хозяйствующим субъектом, который планирует строить, реконструировать или расширять объект малой генерации требуется представить на согласование в сетевую организацию и системному администратору главную схему электрических соединений электростанции, содержащую следующие данные:

- количество, номинальную мощность и напряжение присоединяемых генераторов;
- количество и класс напряжения существующих и/или вновь сооружаемых РУ;
- количество электрической энергии, гарантированно выдаваемой в сеть в течение календарного года;
- количество генераторных ячеек для каждого класса напряжения;
- количество, мощность и напряжение устанавливаемых трансформаторов связи;
- количество и класс напряжения существующих и планируемых к сооружению линий электропередачи.

Указанные выше требования распространяются также на электростанции с генераторным напряжением установок до 1 кВ.

Данные электростанции должны в основном использоваться в качестве

аварийного (резервного) источника электроснабжения или применяться в качестве базового источника электроснабжения, работающего на выделенную нагрузку, исключая параллельную работу с системой централизованного электроснабжения.

2.1.7. Надежность электроснабжения крупных населенных пунктов

Надежность энергоснабжения населенных пунктов должна базироваться на сочетании следующих факторов:

- гарантированной обеспеченности покрытия пиков сезонных графиков потребления электроэнергии, располагаемой генерирующей мощностью и требуемой пропускной способностью электрических сетей;
- реалистично прогнозируемым ростом потребления электроэнергии, основанным на планах социально-экономического развития и его административных образований;
- своевременной разработкой и плановой реализацией схем развития внешних и внутригородских систем электроснабжения, учитывающих планы ввода новых генерирующих мощностей;
- применением резервных и аварийных электростанций для электроснабжения ответственных потребителей;
- выполнение установленных плановых значений показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии:
- показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (SAIDI);
- показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (SAIFI).

В городах должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи различных классов напряжения, а проходящие по территории города воздушные линии электропередачи должны постепенно заменяться кабельными линиями.

Низковольтные линии электропередачи, предназначенные в основном для освещения улиц, должны выполняться исключительно изолированными проводами с применением специальной арматуры, обеспечивающей их подвеску и подключение, или кабельными линиями.

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

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 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, высотные здания, больницы, детские учреждения, вокзалы, железные и автомобильные дороги, связь, телевидение, радио и др.). Такие потребители должны дополнительно располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения.

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

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

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

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

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

В крупных городах необходимо создавать, а где они существуют, усовершенствовать локальные комплексы противоаварийной автоматики (ПА), позволяющие исключать развитие аварийного процесса с потерей электроснабжения на значительной части или на всей территории крупного города.

Данные комплексы ПА городов должны учитывать качественное изменение структуры потребления электроэнергии с тенденцией постепенного уменьшения доли промышленной нагрузки и доминированием (более 70%) коммунально-бытовой нагрузки.

Локальные комплексы ПА должны строиться на принципах интеллектуальных сетей, быть избирательными, обладать быстродействием. Для реализации данного подхода требуется качественно новый уровень технического, нормативного, финансового и организационного обеспечения.

Необходимо выработать экономические принципы стимулирования потребителей к участию в процессе энергосбережения, а также закладывать указанные принципы в правила технологического присоединения, в договоры об оказании услуг по оперативно-технологическому управлению и в договоры на энергоснабжение.

Отличительной особенностью проблемы надежности электроснабжения крупных городов является ее зависимость от надежности теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы городской системы теплоснабжения увеличивается потребление электроэнергии 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 должны быть разработаны и реализованы программы организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за критические границы режима потребления электроэнергии в наиболее сложные периоды аномально низких или высоких температур окружающей среды, совпадающих с периодами максимумов нагрузки и/или с ремонтными кампаниями на электросетевых объектах.

При проектировании систем электроснабжения городов следует предусматривать резервирование электрической мощности (с учетом пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 15% от

максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития.

Для оценки балансов мощности и энергии необходимо учитывать значения минимальной расчетной температуры (СНиП 23-01-99), характерные для каждого климатического района.

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

2.2. Подстанции и распределительные устройства

При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования. При выявлении, в ходе проведения замеров токовых нагрузок, (в летний и зимний максимум), перегруженного электротехнического оборудования организовывать проведение мероприятий по реконструкции и капитальному ремонту ОЭХ с установкой необходимых коммутационных аппаратов с учетом выделенной мощности. Необходимо использовать цифровые устройства РЗА, системы сбора и передачи информации, системы телеуправления.

В процессе эксплуатации подстанций должны внедряться геоинформационные технологии (в ГИС вносится атрибутивная информация и пространственное расположение подстанций всех классов напряжения), обеспечивающие получение объективной информации о параметрах и характеристиках подстанций.

2.2.1. Технические требования к трансформаторным подстанциям 35-110/6-20 кВ

Оборудование ПС 35-110/6-20 кВ должны отвечать следующим техническим требованиям:

- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока эксплуатации (службы);
- обеспечивать безопасную эксплуатацию;
- строиться на принципах компактности и высокой степени заводской готовности;
- рассчитываться на срок эксплуатации строительной части не менее 50 лет;
- обеспечивать совместимость с оборудованием, обладающим аналогичными характеристиками, готовность к применению нового оборудования и устройств, базирующихся на современной элементной базе;
- компоновочные решения подстанций должны обеспечивать удобство и

безопасность проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта оборудования;

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

- секции шин 6-20 кВ должны иметь, как правило, не более 10 отходящих линий на одну секцию РУ, а при количестве секций в РУ четыре и более рекомендуется разделять секции шин противопожарными перегородками;

- рекомендуется применять закрытые распределительные устройства 6-35 кВ модульного контейнерного типа повышенной заводской готовности;

- в целях уменьшения занимаемой площади земли и уменьшения эксплуатационных затрат рекомендуется применять малогабаритные подстанции с жесткой (в т.ч. изолированной) ошиновкой.

Подстанции 35-110 кВ рекомендуется оборудовать регистраторами аварийных процессов.

При замене первичного оборудования рекомендуется предусматривать замену вторичного оборудования и цепей вторичной коммутации.

При сооружении новых подстанций рекомендуется осуществлять постепенный переход к необслуживаемым подстанциям.

2.2.2. Технические требования к трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам 6-35/0,4 кВ

Для электроснабжения электроустановок мощностью 100-2500 кВА в электрических сетях, рекомендуется применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

При строительстве и реконструкции в электрических сетях городов и крупных сельских населенных пунктов с численностью от 20 тысяч человек при наличии многоэтажной застройки городского типа в районе предполагаемого сооружения подстанции, а также в районах с агрессивной воздушной средой (химическое производство, производство цемента, побережье водохранилищ, магистральные автомобильные дороги и т.п.), вызывающей повышенную коррозию металла, рекомендуется применять малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру РТП, РП и БКТП нового поколения в бетонной оболочке.

Строительная конструкция РТП, РП и БКТП должна предусматривать наличие кабельного полуэтажа, высотой не менее 1400 мм с учетом допустимых радиусов изгиба применяемых кабелей. В качестве фундамента БКТП необходимо применять монолитную плиту.

Строительная конструкция РТП, РП и БКТП должна предусматривать наличие приямка в кабельном полуэтаже для возможности безопасного проведения работ по откачке грунтовых вод.

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

Технологическое оборудование РТП, РП и БКТП, обслуживание которого требует нахождения работника на высоте 0,5 м и выше от уровня земли, должно иметь стационарные площадки с нескользким настилом, оборудованные лестницами для подъема на них.

Площадки для обслуживания технологического оборудования РТП, РП и БКТП, расположенные на высоте 0,5 м и выше от уровня земли, должны иметь ограждения (перила) высотой не менее 1,1 м со сплошной обшивкой по низу (бортиком) высотой не менее 0,10 м и дополнительной ограждающей планкой на высоте 0,5 м от настила площадки.

Должны применяться силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд с естественным охлаждением масла. Вентиляция помещений силовых трансформаторов должна быть естественной, если иное не обусловлено тепловым расчетом.

Внутри помещений зданий РТП, РП и БКТП должно быть предусмотрено место для установки шкафов интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУ) и телемеханики. В РТП и РП дополнительно должно быть предусмотрено место для установки шкафа связи.

В других случаях необходимо применять КТП киоскового или шкафного типов согласно утвержденных альбомов типовых решений в корпусе из горячекатаной оцинкованной стали, с окраской цинкосодержащими красками (порошковой покраской), толщина металла корпуса КТП не менее 2 мм.

Новые конструкции комплектных трансформаторных подстанций и подстанций закрытого исполнения должны выполняться:

- в бетонной или металлической оболочке с тепловой изоляцией и обладать антивандальной защитой;
- с наружным или внутренним обслуживанием, в зависимости от назначения и мощности подстанции;
- со встроенными щитами наружного освещения, позволяющими их обслуживание другими организациями без захода в помещение подстанции;
- с малообслуживаемыми силовыми трансформаторами, имеющими низкие потери и уменьшенные массогабаритные параметры;
- с кабельными и воздушными вводами;
- малогабаритными сборками РУ низкого напряжения, рассчитанными на токи короткого замыкания 30-80 кА;
- с комплектными ячейками с вакуумной или элегазовой изоляцией и преимущественно необслуживаемыми выключателями, разъединителями,

выключателями нагрузки (при наличии соответствующих технико-обоснований допускается применение распределительных устройств в моноблочном исполнении);

- для автономного включения выключателей при отсутствии питания цепей оперативного тока - установку запираемого шкафа с блоками механического включения;

- сборки низкого напряжения типа ЩРНВ или ШРНН;

- с системой организации преимущественно переменного оперативного тока с использованием комбинированных блоков питания;

- с релейной защитой на микропроцессорных устройствах;

- с оснащением секционных выключателей 6-20 кВ комплектом РЗА с функцией АВР;

- с дуговой защитой.

- При устройстве фундамента для КТП монтировать блоки ФБС на подушку из песчано-гравийной смеси в один ряд, обвязку фундамента выполнять металлическим уголком, гидроизоляцию выполнять жидкими мастиками, отмостку выполнять из бетона или щебня.

При реконструкции существующих ТП преимущественно применять комплектные распределительные устройства 0,4 кВ полной заводской готовности.

Вновь сооружаемые трансформаторные подстанции должны быть оборудованы штатным местом для подключения передвижных дизельных электростанций (ДЭС) в виде шин 0,4 кВ с болтовыми контактными соединениями, расположенными внутри шкафа наружного исполнения, размещаемого на внешней стене трансформаторной подстанции.

Размещение и эксплуатация мачтовых трансформаторных подстанций допускаются на территории населённых пунктов и прилегающих зон. Для защиты людей от потенциальных опасностей, предотвращения несанкционированного доступа на территорию и обеспечения безопасности окружающей среды при строительстве МТП необходимо выполнять ограждения.

Допускается применение комплектных трансформаторных подстанций (КТП), выполненных с использованием сэндвич-панелей, при условии соответствия их конструктивных и эксплуатационных характеристик требованиям настоящей политики, действующих нормативных документов (включая ГОСТ, ПУЭ, СП) и проектной документации объекта. Применение КТП на основе сэндвич-панелей должно быть обосновано технико-экономическими расчётами и согласовано с ответственным техническим подразделением.

Основные конструктивные параметры КТП из сэндвич-панелей:

- тип исполнения: блочно-модульное, заводского изготовления;

- материал панелей: трёхслойные сэндвич-панели с сердечником из негорючего утеплителя (минеральная вата, пенополиизоцианурат и т.д.);

- толщина панелей: от 50 до 200 мм (в зависимости от климатических условий эксплуатации);

- каркас: стальной, сварной или сборный, с антикоррозийным покрытием;

- степень огнестойкости: не ниже III (по СП 2.13130), предел огнестойкости панелей – не менее EI 60;

- климатическое исполнение: У1, УХЛ1 (по ГОСТ 15150) для эксплуатации на открытом воздухе.

2.2.3. Первичное оборудование трансформаторных подстанций

При выборе оборудования по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

2.2.3.1 Силовые и регулировочные трансформаторы

Силовые трансформаторы.

На ПС 35-110 кВ должны применяться силовые трансформаторы, отвечающие следующим требованиям:

- оборудованные устройствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, в том числе, с микропроцессорными блоками управления;

- иметь необходимую динамическую стойкость;

- с применением вводов с твердой изоляцией;

- оснащаться современными устройствами защиты масла от окисления;

- оснащаться устройствами контроля температуры верхних слоев масла бака оборудования, температуры масла на входе и выходе охладителей, положения РПН;

- обеспечивать возможность мониторинга состояния трансформаторов мощностью 25 МВА и выше;

- обладать низким уровнем потерь.

Для снижения потребления электроэнергии на собственные нужды рекомендуется использовать отводимое тепло от силовых трансформаторов для отопления сооружений подстанции.

Регулировочные трансформаторы рекомендуется устанавливать:

- на ПС 35-110 кВ, оборудованных трехобмоточными трансформаторами напряжением 110/10/6 кВ, как правило, в обмотку напряжения 10 кВ;

- на ПС 35-110 кВ с устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании ПБВ.

При применении регулировочных трансформаторов следует проверять их

на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

2.2.3.2. Коммутационные аппараты.

В сетях напряжением 110 кВ рекомендуется применять элегазовые выключатели колонкового или бакового типа с пружинными приводами, с двумя катушками отключения.

Допускается также применение вакуумных выключателей в сетях указанного выше класса напряжения.

В цепях шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов выключатели должны быть оборудованы устройствами синхронной коммутации, которые обеспечивают их работоспособность во всем требуемом диапазоне с учетом климатических условий.

Комплектные РУ с элегазовой изоляцией напряжением 110 кВ, включающие в себя сборные шины, выключатели, заземляющие разъединители и другое электротехническое оборудование, должны размещаться в герметичном металлическом корпусе, заполненным элегазом, не требующим обслуживания и имеющим смотровые окна.

В сетях 35 кВ рекомендуется применять элегазовые или вакуумные выключатели.

2.2.3.3. Разъединители

В сетях напряжением 35-110 кВ рекомендуется применять разъединители с электроприводом всех ножей.

2.2.3.4. Реакторы

В сетях 110 кВ следует применять шунтирующие реакторы с выключателями, обладающие повышенным коммутационным ресурсом и устройством синхронной коммутации.

В сетях 35 кВ следует применять токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией с малыми потерями электроэнергии и увеличенной динамической стойкостью к токам КЗ.

Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» и снижения перенапряжений при однофазных дуговых замыканий на «землю» в сетях 6-35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки. В стесненных условиях подстанций закрытого типа возможно применение дугогасящих агрегатов (ДГР и трансформатор для его подключения в одном корпусе).

2.2.3.5. Измерительные трансформаторы и датчики

Измерительные трансформаторы тока напряжением 35-110 кВ должны применяться с элегазовым наполнением, маслонаполненные или с литой изоляцией.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь пожаро- и

взрывобезопасное исполнение, высокую эксплуатационную надежность и требуемый класс точности, в том числе для целей коммерческого учета не ниже 0,2 или 0,2S.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь не менее пяти вторичных обмоток (кернов).

Измерительные трансформаторы напряжения 35-110 кВ индукционного типа должны быть антирезонансными или выполняться с емкостными делителями и предназначаться для подключения цепей релейной защиты и автоматики.

Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

- класс точности не ниже 0,5 при их использовании в сетях коммерческого учета электроэнергии, с отдельной обмоткой для учета;

- антирезонансное исполнение конструкции.

Наряду с измерительными трансформаторами тока и напряжения, основанными на электромагнитном принципе работы, допускается применение оптических измерительных трансформаторов тока (датчиков тока) и оптических трансформаторов напряжения.

2.2.3.6. Ограничители перенапряжений

В сетях, напряжением 35-110 кВ, при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений должны устанавливаться ОПН, в том числе с искровыми промежутками на ВЛ.

ОПН рекомендуется оснащать датчиками тока для проведения диагностики под напряжением.

На ВЛ 35-110 кВ, защищенных грозозащитными тросами, в местах прохождения ВЛ по землям с высоким удельным сопротивлением грунтов, рекомендуется на нижних проводах ВЛ устанавливать ОПН от обратного перекрытия.

На центрах питания напряжением 35-110 кВ ОПН должны устанавливаться в распределительных устройствах подстанций вблизи силовых трансформаторов, на шинах ВН. Для повышения грозоупорности рекомендуется устанавливать ОПН на подходах ВЛ к подстанции.

2.2.3.7. Комплектные РУ

Комплектные РУ должны выбираться по следующим основным параметрам:

- условиям эксплуатации (наружная или внутренняя установка, степень защиты, условия обслуживания);

- номинальному и наибольшему рабочему напряжению;

- номинальному току первичных цепей;

- номинальному току отключения выключателей, встроенных в КРУ;

- току электродинамической стойкости главных цепей КРУ;

- току термической стойкости и его времени протекания.

Основные требования к КРУ 110 кВ:

При строительстве центров питания в условиях плотной городской застройки рекомендуется применять:

- КРУЭ110 кВ;

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

- компактные КРУЭ 110 кВ для подстанций закрытого типа;

- компактные элегазовые ячейки (гибридные модули КРУЭ) 110 кВ. Исполнение КРУЭ (однофазные или трехфазные модули) определяется требованиями по надежности электроснабжения потребителей и компоновочными решениями подстанции.

2.2.3.8. Оборудование систем оперативного тока и собственные нужды

Использование на подстанциях современных и эффективных решений, позволяющих обеспечить высокую надежность работы систем оперативного постоянного тока (СОПТ) подстанций, является важнейшим элементом обеспечения надежной работы подстанции в целом.

В системах оперативного постоянного, выпрямленного и переменного тока должны быть предусмотрены автоматические или ручные средства поиска замыкания на землю без отключения присоединения.

Устройства контроля изоляции должны предусматриваться при всех видах систем оперативного тока, выполненных изолированными от «земли».

Постоянный оперативный ток

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

Для систем ОПТ рекомендуется применять трехуровневую систему защиты.

Для ПС 110 кВ с количеством присоединений по высокой стороне больше трех рекомендуется применение стационарных АБ с жидким электролитом. Допускается для отпаечных и тупиковых ПС 35, 110 кВ применение АБ шкафного типа с устройствами мониторинга состояния.

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

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

СОПТ должна выполняться с трех или двухуровневой системой защиты.

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

Конструктивное исполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание.

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

СОПТ ПС должна отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда аккумуляторной батареи (АБ) должна учитывать время прибытия персонала на ПС, выявления им неисправности в СОПТ и принятия мер по восстановлению нормального режима работы АБ и СОПТ в целом;

- должны применяться закрытые свинцово-кислотные АБ с низким внутренним сопротивлением, высокой удельной емкостью, способные работать в режиме постоянного подзаряда со сроком службы не менее 25 лет;

- способностью обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного не менее, чем двухчасового разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение всего срока службы;

- технологическая совместимость зарядно-подзарядных агрегатов (ЗПА) и АБ;

- ЗПА должны обеспечивать:

• возможность автоматического трехступенчатого режима заряда (режим ограничения тока, режим уравнительного заряда, режим постоянного подзаряда);

• в режиме постоянного подзаряда качество напряжения (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) техническим условиям на аккумуляторы конкретного типа;

• качество напряжения техническим условиям электроприемников постоянного оперативного тока (например, устройства РЗА) в режимах как постоянного подзаряда, так и уравнительного заряда;

• электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (в частности, устройств РЗА), соответствующее их техническим условиям при нарушении связи с аккумуляторной батареей по любой причине;

• автоматический полный заряд аккумуляторной батареи за минимально возможное время с учетом ограничений, определенных техническими условиями на аккумуляторную батарею;

- отключение КЗ в сети оперативного постоянного тока, сопровождающегося снижением напряжения на нагрузке ниже допустимого, с минимальным временем, исключающим перезагрузку микропроцессорных терминалов устройств РЗА;

- обеспечение требований к электромагнитной совместимости;

- поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от щита постоянного тока;

- выявление снижения изоляции каждого полюса и одновременного снижения изоляции на обоих полюсах СОПТ;

- выполнение защиты сети постоянного оперативного тока с использованием наряду с автоматическими выключателями, предохранителей электробезопасного исполнения.

Выпрямленный оперативный ток

Выпрямленный оперативный ток допускается применять в ПС 35/0,4 кВ.

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

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

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

Переменный оперативный ток

Переменный оперативный ток рекомендуется применять на ПС 35/0,4 кВ.

Применение переменного оперативного тока на ПС с высшим напряжением 35-110 кВ допускается только при наличии соответствующего обоснования.

Система оперативного переменного тока подстанции должна выполняться с учетом питания шинок от двух источников питания 0,23/0,4 кВ через разделительные трансформаторы с АВР между линиями питания.

На шинках должны предусматриваться устройства контроля изоляции.

В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления должны использоваться трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд 0,23/0,4 кВ через разделительные трансформаторы и стабилизаторы, предварительно заряженные конденсаторы.

Техническое решение по применению на распределительных пунктах источников бесперебойного питания в качестве источников переменного оперативного тока устройств РЗА и ПА в составе системы постоянного оперативного тока должно быть обосновано и допускается при условии соответствия нормативного срока эксплуатации, длительности автономного режима работы, непрерывного контроля параметров сети оперативного тока, контроля состояния аккумуляторной батареи и внутренних параметров агрегата, ремонтопригодности - требованиям к системам постоянного оперативного тока.

Собственные нужды

На всех ПС, за исключением подстанций, имеющих один силовой трансформатор, для электроснабжения собственных потребителей необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. На ПС, имеющих две секционированные выключателем системы шин, трансформаторы собственных нужд рекомендуется устанавливать на секциях, не имеющих электрической связи.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания.

Схемы собственных нужд ПС, РП и ТП должны быть оснащены устройствами АВР 0,4 кВ.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии данных РУ к обмотке низкого напряжения основных трансформаторов.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами низкого напряжения основного трансформатора и его выключателем.

Применять защитную коммутационную аппаратуру с возможностью создания видимых разрывов, а также кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, ниже 1 кВ - с изоляцией, не поддерживающей горение.

В ТП и РП с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители, со стороны питания, до вводного выключателя. Питание сети оперативного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением 220 В на выходе.

В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим ВЛ, трансформаторы собственных нужд допускается присоединять к шинам низкого напряжения ПС.

2.2.3.9. Ошиновка

С целью сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений на ПС 35-110 кВ допускается применение жесткой ошиновки на стороне 35-110 кВ, как неизолированной, так и в защищенном исполнении. При применении жесткой ошиновки необходимо учитывать сейсмичность площадки, а также расчетно-климатические условия района расположения подстанции.

2.2.3.10. Заземление и молниезащита

Заземляющие устройства на строящихся и реконструируемых подстанциях, а также переходных пунктах должны проходить периодическую диагностику на соответствие требованиям по ЭМС. Заземляющие устройства подстанции должны соответствовать требованиям ЭМС всех устройств, находящихся в эксплуатации и обеспечивать в течение всего срока службы выполнение следующих условий:

- электрической безопасности;
- электромагнитной совместимости;
- заземление молниеотводов и ограничителей перенапряжений;
- рабочее заземление нейтрали.

На объектах электросетевого хозяйства должен быть оформлен Паспорт на заземляющее устройство.

В процессе эксплуатации должен проводиться периодический контроль состояния ЗУ в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и РД 34.45-51.300-97 «Объемы и нормы испытаний электрооборудования».

Молниезащитные устройства должны обеспечивать надежную защиту:

- линий электропередачи, электротехнического оборудования, зданий и сооружений от прямых ударов молнии;
- электротехнического оборудования от вторичных (обратных) перекрытий изоляции и наведенных импульсных перенапряжений.

Срок службы заземляющего устройства ПС должен быть не менее срока службы электротехнического оборудования, установленного на подстанции, а для линий электропередачи - не менее срока службы линейного объекта.

Заземляющие устройства должны соответствовать НТД, в части требований к конструкции и нормируемым параметрам, обеспечивать надежную работу электроустановок в нормальном и аварийном режимах, электробезопасность обслуживающего персонала. Конструкции узлов, изделий заземляющих устройств должны быть унифицированными и соответствовать типовым решениям.

Для защиты высоковольтной изоляции напряжением 35-110 кВ от грозовых перенапряжений (переходы через автомобильные, железные дороги, водные преграды и т.п.) рекомендуется на ВЛ устанавливать подвесные (линейные) ОПН.

2.2.4. Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА для различных схем подстанций и классов напряжения

2.2.4.1. Общие положения

Аппаратное исполнение, алгоритмы функционирования и настройка устройств (комплексов) РЗА в совокупности должны обеспечивать выполнение требований Постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений некоторые акты Правительства Российской Федерации», приказа Минэнерго России от 10.07.2020№ 546 «Требования РЗА различных видов и ее функционированию в составе энергосистема».

При функционировании устройств РЗА должны обеспечиваться надежность, чувствительность, селективность и быстродействие устройств РЗА в соответствии с действующими нормативно-технических документов.

Надежная работа комплексов и устройств РЗА обеспечивает сохранение устойчивой работы распределительных электрических сетей, снижение ущерба от повреждения электрооборудования и недоотпуска (уменьшения объёма передачи) электрической энергии при возникновении технологических нарушений на объектах электроэнергетики.

Целью выполнения работ по РЗА является обеспечение надежности работы устройств РЗА, сокращение уровня изношенности оборудования, внедрение современных типов устройств РЗА.

Надежность работы РЗА определяется:

1. Идеологией построения;

2. Обеспечением работоспособного состояния устройств РЗА.

3. Качеством расчета и выбора параметров срабатывания РЗА.

Идеология построения РЗА должна быть основана на:

- применении современных, технологически совместимых микропроцессорных устройств РЗА;

- построении комплекса РЗА, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к отказу или неправильной работе всех функций РЗА защищаемой ЛЭП или оборудования;

- внедрении технических решений в части управления устройствами РЗА - дистанционного изменения эксплуатационного состояния РЗА или отдельных

функций;

- унификации и применении типовых технических решений высокой степени заводской готовности;

- реализации в составе комплексов РЗА встроенных средств защиты информации;

- обеспечении ближнего и дальнего резервирования РЗА;

- принципе обеспечения «живучести» РЗА (автономности выполнения основных функций РЗА) вне зависимости от работоспособности других автоматизированных систем;

Приоритет при выборе оборудования РЗА следует отдавать устройствам, производимым на территории Российской Федерации, а также рекомендованных настоящим документом заводов-изготовителей.

Работоспособное состояние устройств (комплексов) РЗА должно быть обеспечено:

- техническим учетом и анализом функционирования;

- организацией и проведением регламентного технического и оперативного обслуживания;

- своевременным обновлением парка устройств РЗА, с учетом срока эксплуатации, возможных последствий неправильной работы;

- созданием программно-технических комплексов проверки и оценки состояния устройств РЗА;

- наличием высококвалифицированных специалистов в службах РЗА.

Технический учет и анализ функционирования устройств и комплексов РЗА и реализованных в их составе функций РЗА должен проводиться в отношении находящихся в эксплуатации устройств РЗА напряжением 3 кВ и выше и всех случаев их срабатывания (отказов срабатывания) в соответствии с требованиями Приказа Минэнерго России от 08.02.2019 № 80.

Техническое обслуживание РЗА должно производиться с установленной периодичностью и в объеме в соответствии с требованиями «Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555.

Задачами в области технического обслуживания устройств РЗА является:

- выполнение планово-предупредительного технического обслуживания;

- переход на техническое обслуживание по состоянию;

- применение устройств с минимальными требованиями к техническому обслуживанию, встроенными средствами диагностирования;

- применение средств автоматизации процессов контроля и мониторинга исправности МП РЗА;

- повышение доли работ, выполняемых хозяйственным способом.

Обновление парка эксплуатируемых устройств РЗА реализуется:

- путем замены устройств РЗА и их элементов, выполняемой при проведении технического обслуживания устройств;

- при проведении капитального ремонта, реконструкции оборудования объекта электросетевого хозяйства;

При организации мероприятий по замене эксплуатируемых устройств РЗА следует ориентироваться на следующие величины фактического среднего срока службы устройств, выполненных на разной элементной базе:

- ЭМ устройства РЗА – 25 лет;

- МЭ устройства РЗА – 12 лет;

- МП устройства РЗА – 25 лет.

Продление сроков эксплуатации устройств РЗА, превысивших установленный заводом-изготовителем срок службы, производится при техническом освидетельствовании объекта электросетевого хозяйства в зависимости от результатов испытаний и физического состояния устройств РЗА.

Критерии, определяющие необходимость замены, модернизации, реконструкции устройств РЗА:

- техническое перевооружение объекта электросетевого хозяйства или его части, при котором выполняется замена защищаемого основного оборудования (трансформатора, выключателей и др.);

- несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройства требованиям к селективности, быстродействию, чувствительности, резервированию при действующих или предусматриваемых в ближайшей перспективе схемах или режимах работы объекта электросетевого хозяйства или прилегающей сети;

- невозможность восстановления требуемых параметров и характеристик устройств и комплексов РЗА при проведении технического обслуживания;

- эксплуатация электромеханического устройства более 25 лет, микроэлектронного - более 12 лет, микропроцессорного - более 25 лет (для всех устройств - при наличии дополнительных технических и экономических обоснований);

- фактический износ значительной части аппаратов электромеханического устройства до состояния, требующего их замены;

- неудовлетворительное состояние изоляции контрольных кабелей, монтажных проводов устройства, катушек, изоляционных трубок и т.д. по механической (высыхание, трещины, хрупкость) или электрической прочности или по уровню сопротивления изоляции;

- рост количества случаев изменения характеристик и (или) повреждений элементов устройства, выявленных при проведении технического обслуживания

и при анализе случаев неправильной работы;

- рост относительного числа неправильной работы (процента отказов, излишней и ложной работы устройства);

- техническое перевооружение на смежном объекте электросетевого хозяйства, функционально связанного устройства РЗА;

- прекращение выпуска устройств РЗА и отсутствие запасных частей к ним.

Качество расчетов и выбора параметров срабатывания устройств РЗА должно быть обеспечено:

- применением методических указаний по расчёту и выбору параметров срабатывания устройств РЗА с учетом рекомендаций производителей оборудования;

- использованием в службах РЗА программно-технического комплекса по расчету и выбору параметров срабатывания устройств;

- поддержкой высокого уровня квалификации персонала подразделений служб РЗА.

Общие технические требования к устройствам РЗА:

- применение, как правило, цифровых устройств РЗА. Допускается применение устройств РЗА с электромеханическими измерительными 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;

- МП устройства РЗиА, применяемые на переменном оперативном токе, должны иметь функцию дешунтирования и токовой подпитки;

- ремонтопригодность аппаратуры РЗА, обеспечение эргономичности и удобства доступа при выполнении технического обслуживания;

- обеспечение возможности, в обоснованных случаях, дистанционного изменения уставок и логики работы устройств;

- обеспечение функции резервирования отказа выключателя (УРОВ), логической защиты шин (ЛЗШ), защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ) присоединений 6-35 кВ;

- определения места повреждения (ОМП) кабельных и воздушных линий, включая режим однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в сети 6-35 кВ;

- регистрация и осциллографирование аварийных событий.

- обеспечение функциональной совместимости устройств РЗА;

- обеспечение соответствующих условий эксплуатации (ЭМС,

климатические, механические требования, требования к размещению) в соответствии с требованиями нормативных документов и техническими характеристиками оборудования;

- обеспечение функционирования системы РЗА в составе интегрированной АСУ ТП;

- с целью выполнения функций дальнего резервирования защит силовых трансформаторов на смежных подстанциях по отношению к рассматриваемой должны устанавливаться защиты дальнего резервирования трансформаторов;

- техническое решение по применению микропроцессорных терминалов устройств РЗА со свободно программируемой логикой должно быть обосновано (кроме случаев применения таких устройств с целью унификации эксплуатируемого оборудования)

- дублирование комплектов цифровой защиты на электросетевых объектах, питающих ответственных потребителей при наличии соответствующего обоснования;

Внедрение инновационных решений в области РЗА не должно приводить к снижению надежности функционирования комплексов и систем РЗА, снижению достигнутого уровня информационной безопасности, необоснованному увеличению эксплуатационных издержек.

Технические требования к организации системы питания устройств РЗА:

- система питания вторичных цепей присоединений 35-110 кВ должна выполняться по радиальной схеме;

- система питания вторичных цепей для ячеек КРУ отходящих присоединений 6-20 кВ должна выполняться по магистральной схеме питания с наличием секционирования и резервирования питания магистральных шинок от разных секций шкафов системы оперативного тока;

- питание цепей вторичной коммутации должно осуществляться раздельно от шин, формируемых в системе оперативного тока: шина управления, шина питания привода выключателя, шина сигнализации, шина оперативной блокировки, шина местного освещения ячеек КРУ;

- на подстанциях с переменным оперативным током устройства РЗА должны иметь в качестве резервного источника питания подпитку по токовым цепям от встроенных в устройства РЗА блоков питания или специальных внешних блоков питания с подпиткой по токовым цепям;

- кабели и провода вторичных цепей должны быть с медными жилами;

- выбор типов кабелей цепей вторичной коммутации, способы и трассы их прокладки для микропроцессорных и микроэлектронных устройств РЗ и ПА определяется действующими НТД, а также требованиями и рекомендациями и результатов обследований объектов на электромагнитную совместимость;

- питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения (микропроцессорных терминалов устройств РЗ и ПА, вторичных цепей, электромагнитов приводов) должно быть выполнено через отдельные автоматические выключатели (автоматы) или предохранители по схеме, исключающей возможность запараллеливания электрически не связанных цепей различного назначения;

- применение разделения питания комплектов основных и резервных защит и отключающих электромагнитов коммутационных аппаратов присоединений 35-110 кВ от разных секций шин щита постоянного тока;

- использование шинок управления и сигнализации для питания каких-либо иных потребителей кроме устройств РЗ и ПА (освещение, розетки, измерительные приборы и т.д.) недопустимо;

- применение в обоснованных случаях автономного (отдельного от основного источника или основных источников) питания устройств РЗА.

Технические требования к организации системы питания устройств РЗА на постоянном оперативном токе:

- длительность разряда аккумуляторной батареи должна обеспечивать работоспособность устройств РЗА, коммутационных аппаратов в течение времени, необходимого для устранения неисправности и восстановлению нормального режима работы, но не менее четырех часов при нагрузке от аварийного освещения и устройств РЗА в сработанном состоянии;

- обеспечение работы устройств РЗА от зарядных устройств при отключении аккумуляторной батареи от сети постоянного тока с требуемыми параметрами питающего напряжения;

- обеспечение электромагнитной совместимости с объектами питания;

- постоянный контроль за параметрами сети постоянного тока, состоянием аккумуляторной батареи и диагностика неисправностей щита постоянного тока;

- автоматический поиск замыкания полюса на «землю» сети постоянного тока без отключения присоединений щита постоянного тока;

- обеспечение выдачи устройством с независимым питанием предупредительной, звуковой и световой сигнализации при полном обесточивании шинок управления, а также при одновременном аварийном отключении аккумуляторной батареи и зарядных устройств;

- применение электронных стабилизаторов напряжения постоянного тока, бесконтактных (электронных) устройств АВР.

2.2.5. Автоматизированная система технологического управления

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ) должна обеспечивать:

- повышение эффективности работы и управления всего электросетевого

комплекса;

- контроль и управление процессом распределения электрической энергии;
- снижение аварийности за счет оперативного выявления и устранения нештатных ситуаций, ускорение ликвидации технологических нарушений;
- обмен технологической информацией со смежными сетевыми организациями;
- повышение надежности и безаварийности работы технологического оборудования подстанций и сети электроснабжения потребителей.

2.2.5.1. Основными задачами единой технической политики в области АСТУ являются:

- создание комплексной автоматизированной системы управления распределительными электросетевыми объектами, включающей в себя технологическое и производственно-техническое управление процессами эксплуатации и развития распределительного электросетевого комплекса;
- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для правильного функционирования автоматизированных систем управления;
- централизация и систематизация всей имеющейся технологической информации.

АСТУ в распределительном электросетевом комплексе должны строиться по принципу иерархических интегрированных систем, в состав которых должны входить АСУ ТП, включающая комплексы ТМ, РЗА, устройства ККЭ.

АСТУ должны реализовываться на принципах:

- применение открытых стандартов (например: МЭК 60870-5-101(104), 61850, 61970, 61968);
- единой информационной модели электрической сети;
- единой системы классификации и кодификации сетевых объектов;
- единой платформы интеграции и единой информационной среды;
- открытой масштабируемой архитектуры и многоплатформенности.

2.2.5.2. Автоматизированные системы технологического управления должны обеспечить:

- управление присоединениями (объектами) с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выведении (обособлении) поврежденных участков сети из работы;
- измерения и регистрацию режимных и технологических параметров;
- мониторинг и диагностику оборудования в нормальных и аварийных режимах;
- автоматизацию управления технологическим процессом передачи и распределения электроэнергии;

- интеграцию различных автоматизированных подсистем АСТУ между собой;

- информационное взаимодействие с АСТУ других инфраструктурных организаций.

2.2.5.3. Автоматизированные системы технологического управления (АСТУ)_должны объединять в себе функции производственно-технического управления и состоять из следующих функциональных блоков:

- оперативно технологического управления;

- сбора и передачи информации;

- мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах.

2.2.5.4. АСТУ должны содействовать техническому обслуживанию и ремонту оборудования в электрических сетях на основе:

- автоматизированного рассмотрения заявок на «ввод-вывод» в ремонт электрооборудования сетей АО «Мособлэнерго» и выдачи бланков переключения;

- ведения справочной системы диспетчерской документации, в том числе, хранения, поиска и отображения документов.

- сбора, обработки и хранения данных мониторинга технического состояния оборудования.

2.2.5.5. Комплекс программно-технических средств АСТУ производственных отделений, филиалов или САЦ должен обеспечивать:

- сбор первичной информации о параметрах технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени, в соответствии с условиями и требованиями задач технологического управления;

- обработку информации с целью предоставления оперативному и другому персоналу объективной, учетной и аналитической информации в режиме реального времени в текстовой, видеографической и аудио формах согласно алгоритмам и сценариям задач технологического управления;

- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей, нормативно-справочной и другой информации в интересах текущих процессов реального времени, а также для последующего использования при анализе событий;

- передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики.

2.2.5.6. Основные технические требования к комплексу программно-технических средств:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам с открытой масштабируемой архитектурой;

- архитектурная и интерфейсная совместимость, обеспечивающая сопряжение и функциональную работоспособность с обеспечением требований информационной безопасности;

- развитые графические возможности и объемы хранения информации для взаимодействия с управляющим персоналом и системами верхнего уровня;

- коммуникационные средства, обеспечивающие передачу информации между вычислительными средствами и другими устройствами, выполненные в соответствии с требованиями функционирования систем автоматизации сетей АО «Мособлэнерго».

Для сбора информации, ее обработки, хранения и передачи данных о состоянии коммутационного оборудования и режимных параметрах другого первичного оборудования должны использоваться микропроцессорные контроллеры, поддерживающие стандартные протоколы информационного обмена.

2.2.5.7. Организация каналов технологической связи.

Функционирование АСТУ АО «Мособлэнерго» обеспечивается сетями технологической связи. Сети технологической связи АО «Мособлэнерго» формируются на основе аренды каналов связи и передачи данных у операторов связи.

2.2.5.8. Сети связи должны решать следующие основные задачи:

- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;

- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;

- повышение отказоустойчивости электрических сетей за счет управления нормальными и аварийными режимами;

- передачу всех видов информации по единой транспортной среде;

- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;

- возможность интеграции сетей связи с сетями других ведомств, заинтересованных в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

2.2.5.9. Структура сетей связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях ПО, филиалов и исполнительного аппарата АО «Мособлэнерго», а также сопряжение с узлами связи смежных энергопредприятий.

2.2.5.10. Техническая структура сетей связи формируется на основе:

- комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого входят серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора, оборудование передачи данных (коммутаторы, маршрутизаторы, межсетевые экраны и др.);

- комплекса программного обеспечения, в состав которого входят: базовая операционная система; система управления, формирования и ведения баз данных, пакет прикладных программ, реализующих функции по планированию сети, передаче данных, поддержке локальных сетей, защите информации от несанкционированного доступа и т.д.;

- сети передачи данных.

2.2.5.11. Техническая структура сетей связи АО «Мособлэнерго» должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

В состав сетей связи АО «Мособлэнерго» могут входить арендованные каналы связи, существующие и строящиеся линии связи, такие как:

- кабельные линии связи;

- волоконно-оптические линии связи;

- радиорелейные линии связи;

- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи).

На отдельных направлениях, критериями использования арендованных каналов (систем спутниковой связи) является:

- срочная необходимость организации передачи диспетчерско-технологической информации.

2.2.5.12. При выполнении реконструкций и новом строительстве энергообъекта по каждому направлению обмена информацией должна быть обеспечена организация двух цифровых каналов: основного и резервного. Для снижения вероятности одновременного повреждения основной и резервный каналы должны проходить по географически разнесенным трассам.

Допускается совместное использование диспетчерских каналов связи для диспетчерской и производственно-технологической связи с обеспечением оперативному персоналу возможности разъединения и приоритетного занятия канала связи.

Коэффициент готовности направления обмена информацией должен быть не ниже 0,999. Время восстановления не более 11 минут в неделю.

Коэффициент ошибок в каналах технологической связи должен быть не более $10"^{8}$.

2.2.5.13. Полоса пропускания каждого из физических каналов должна обеспечивать возможность решения следующих задач:

- телефонная связь оперативного персонала;

- производственно-технологическая телефонная связь;

- передача телеинформации со скоростью обмена не ниже 9600 бит/с;

- мониторинг и управление микропроцессорными устройствами РЗА.

Для организации цифровых каналов связи допускается использовать кабельные линии связи (кабели с металлическими жилами), ВОЛС, цифровые радиорелейные линии связи. Каналы сети связи общего пользования на основании договоров аренды каналов связи или иных договоров с операторами связи, допускается использовать в случае экономической нецелесообразности строительства собственных цифровых каналов. При этом арендованные каналы связи, безусловно, должны иметь соответствующие характеристики в части коэффициента готовности 0,999, коэффициента ошибок 10" и т.д.

Спутниковую связь и цифровые транкинговые системы допускается использовать в исключительных случаях для организации цифровых каналов связи при условии выполнения требований, предъявляемых к организации диспетчерско-технологической телефонной связи и передачи информации АСУ ТП.

На диспетчерские пункты САЦ ОДС, ОДГ по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров должны быть предоставлены полнодоступные резервируемые диспетчерские каналы связи (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала). Предоставляемые диспетчерские каналы связи не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и их кроссконнекция в цифровых потоках.

Телефонная связь другого назначения (производственно-технологическая) может организовываться как по каналам диспетчерской связи с приоритетом оперативного персонала, так и по каналам иных технологических сетей связи и сети связи общего пользования.

В случае потери диспетчерских телефонных каналов, должна быть предусмотрена возможность использования оперативным персоналом для передачи команд и ведения оперативных переговоров производственно-технологической телефонной связи с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и телефонные сети связи других субъектов

электроэнергетики или потребителей электрической энергии путем набора номера.

Независимо от способа организации канала диспетчерской связи оперативные переговоры на всех уровнях оперативно-технологического управления должны автоматически регистрироваться при помощи технических средств, позволяющих обеспечить их достоверность и защиту от изменения.

Передачи данных пакетной радиосвязи - GPRS посредством GSM провайдеров допускается использовать только на РП, ТП 3-6-10 кВ.

2.2.5.14. В целях повышения наблюдаемости и управляемости электросетевого комплекса применяются следующие технические и организационные решения:

- строительство ВОЛС;
- аренда цифровых каналов связи;
- построение систем широкополосного доступа по топологии (точка-точка, точка-многоточие) для организации каналов связи и передачи данных (телемеханика, Ethernet) уровня подстанция – производственное отделение - филиал АО «Мособлэнерго»;
- расширение действующих сетей сухопутно-подвижной радиосвязи, увеличение зоны покрытия. Замена морально и физически устаревшего оборудование радиосвязи;
- обеспечение диспетчерских пунктов и узлов связи производственных отделений, филиалов АО «Мособлэнерго» системами гарантированного электропитания;
- замена устаревшего оборудования телемеханики на современное с поддержкой протоколов обмена ГОСТ Р МЭК 870-5-101/104.

2.2.5.15. Телефонная связь.

Основным направлением модернизации телефонной сети связи должно являться внедрение цифровой коммутационной техники на объектах распределительного электросетевого комплекса. Цифровая технология должна предусматривать:

- использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров и дополнительные услуги;
- внедрение оборудования перспективных технологий мультисервисных сетей связи (IP, MPLS и др.);
- возможность создания новых сервисов;
- организацию взаимодействия с корпоративными сетями связи субъектов электроэнергетики.

Развитие рынка телекоммуникационных услуг позволяет использовать услуги операторов связи для создания сетей связи с обеспечением необходимым сервисом и надежностью. При этом требуется учитывать экономическую целесообразность создаваемой сети, снижение капитальных и операционных затрат.

2.2.5.16. Технические требования к корпоративной радиосвязи.

Развитие радиосвязи в электроэнергетике предполагает внедрение в электроэнергетику качественно новых многофункциональных цифровых систем единой диспетчерской сети радиосвязи, включающих стационарные, мобильные,

носимые радиостанции, с обеспечением:

- совместимости применения цифровых и находящихся в эксплуатации аналоговых радиостанций:

- использования временного уплотнения на существующем частотном ресурсе по стандарту DMR;

- создания многозоновой структуры с расширением зоны радиопокрытия;

- автоматического ведения «журнала» переговоров и их записи, с возможности прослушивания архивных записей радиопереговоров по каждому каналу связи отдельно с указанием времени и их продолжительности;

- объединения абонентов различных радиосетей сети радиосвязи (как цифровых, так и аналоговых) в единую рабочую группу на постоянной или временной основе;

- возможности отображения на электронных картах место расположения абонентов радиосети и маршрутов их передвижений;

- возможности передачи текстовых сообщений.

Строительство и модернизация существующих сетей радиосвязи должны проводиться в соответствии с техническим заданием на проектирование. При проектировании должны максимально использоваться типовые проектные решения, с привязкой их к местным условиям и потребностям структур энергетики. Проектная и строительно-монтажная организация должна обладать свидетельством, подтверждающим членство в СРО и дающим право осуществления проектно-изыскательских работ (строительно-монтажных работ) сетей и систем радиосвязи. Выполнение указанных работ должно осуществляться специализированными проектными организациями, имеющими соответствующие лицензии.

Предлагаемое для построения систем радиосвязи оборудование должно быть сертифицировано в установленном порядке для его применения в Российской Федерации.

2.2.5.17. Система управления сетями связи АО «Мособлэнерго» формируется на базе центров управления и должна обеспечивать эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи АО «Мособлэнерго» должна предполагать управление элементами сети; сетью в целом, техническим обслуживанием и ремонтами сетевых объектов.

На всех уровнях управления должны обеспечиваться функции устранения неисправностей; изменения конфигурации сети; надежности и качества передачи, безопасности информации.

Для безотказной работы систем управления сетями связи АО «Мособлэнерго» предусматривается резервирование основных критичных для функционирования системы компонентов:

- баз данных, серверов и каналов управления;

- автономное электроснабжение, обеспечивающее гарантированное электроснабжение технологического комплекса центра управления сетями в течение не менее 6 часов;

- планы необходимых организационных мероприятий и инструкции по ликвидации и предотвращению развития нарушений нормального режима и управления.

2.2.5.18. Система гарантированного электропитания.

При выполнении реконструкции энергообъектов должна быть выполнена модернизация электропитания оборудования АСТУ. Для электропитания оборудования ВОЛС, РРЛС, оборудование корпоративной сети передачи данных, оборудование сети связи, оборудование сбора, обработки и передачи телеинформации должна быть предусмотрена система гарантированного электропитания, обеспечивающая его электропитание в нормальных и аварийных режимах. Время обеспечения непрерывной автономной работы оборудования зависит от важности оборудования АСТУ. На тупиковом объекте - не менее 2 часов. На транзитном объекте без наличия постоянного дежурного персонала - не менее 12 часов. На транзитном объекте, каналообразующее оборудование которого, обеспечивает передачу всех видов диспетчерской и технологической информации уровня исполнительный аппарат АО «Мособлэнерго» - филиал электрических сетей - не менее 24 часов.

2.2.5.19. В качестве автономных источников гарантированного электропитания необходимо предусматривать:

- дизель-генераторы;

- аккумуляторные батареи герметичные, необслуживаемые;

- устройства бесперебойного гарантированного электропитания со встроенными и дополнительными аккумуляторными батареями;

- системы бесперебойного электропитания постоянного и переменного тока.

2.2.5.20. Волоконно-оптические линии связи на воздушных линиях электропередачи (ВОЛС-ВЛ).

Основные требования к ВОЛС-ВЛ изложены в ПУЭ, «Правилах проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше», «Правилах проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ».

При решении вопроса о возможности размещения ВОЛС на ВЛ, одним из основных условий монтажа ВОЛС является проверка ВЛ на несущую

способность.

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте ВЛ с грозотросом необходимо предусматривать грозотрос со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ).

В целях унификации технической эксплуатации и для обеспечения возможности проведения паспортизации, плановых измерений и измерений в процессе проведения аварийно-восстановительных работ любое смонтированное оптоволокно, проходящее по ВЛ, должно иметь не менее одного окончания (разъемного соединителя) на оптическом кроссе, установленном на территории объекта, куда обеспечен круглосуточный допуск персонала АО «Мособлэнерго» в течение всего срока службы оптического кабеля.

2.2.5.21. Требования к материалам и оборудованию ВОЛС-ВЛ.

Применяемые материалы и оборудование, в том числе оптические кабели, арматура и муфты должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы, иметь Сертификат соответствия, выданный федеральным органом исполнительной власти в области связи.

Если в рамках аттестации такие совместные испытания не проводились, то до поставки комплекта должны быть проведены комплексные типовые заводские испытания на соответствие требованиям стандартов, техническим условиям, техническому заданию, требованиям настоящего Положения и разработанной проектной документации. Испытания должны проводиться с участием представителей собственника ВЛ и заказчика строительства.

Как правило, следует применять оптические кабели, встроенные в грозозащитные тросы (ОКГТ).

В оптических кабелях, встроенных в грозозащитный трос должно быть, не менее 48 волокон. Допускается на тупиковых направлениях применение ОКГТ с количеством волокон не менее 24.

Допускается применение оптических кабелей:

- самонесущих неметаллических (ОКСН) с числом оптических волокон, не менее 48;

- оптических кабелей, встроенных в фазный провод (ОКФП), с числом оптических волокон, не менее 48;

- оптических кабелей неметаллических, навиваемых на грозозащитный трос или фазный провод (ОКНН) с числом волокон, не менее 12;

- оптических кабелей металлических, навиваемых на грозозащитный трос или провод (ОКНМ) с числом волокон не менее 48;

- оптических кабелей, встроенных в защищенный фазный провод (ОКСИП), с числом волокон не менее 24.

Для ОКГТ, ОКСН, ОКФП, на ВЛ 35 кВ и выше следует применять

спиральную поддерживающую и натяжную арматуру. В отдельных случаях, для ОКСН, срок эксплуатации которых на ВЛ 35 кВ не превышает 10 лет, допускается применение болтовой и клиновой натяжной поддерживающей арматуры.

Кабельные линии связи должны содержать в себе не менее одного полностью диэлектрического оптического кабеля, как правило, с количеством оптических волокон не менее 48.

Оптические кабели, предназначенные для прокладки по территории электросетевых объектов, их зданиям и сооружениям, в охранных зонах ВЛ и КЛ, должны быть полностью диэлектрическими и иметь защиту от механических повреждений и защиту от грызунов, кроме того, оптические кабели, предназначенные для прокладки по зданиям и сооружениям, должны иметь внешнюю оболочку, не поддерживающую горение (нг-LS).

Оптические кабели должны иметь следующую идентифицирующую расцветку оптических волокон:

«0» - модули/пучки: синий, оранжевый, зеленый, коричневый, серый, белый, красный, черный, желтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый;

«1» - оптические волокна: синий, оранжевый, зеленый, коричневый, серый, белый, красный, черный, желтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый.

2.2.5.22. Требования к проектированию ВОЛС.

Проектная документация ВОЛС-ВЛ должна соответствовать требованиям нормативных документов, указанных в преамбуле к подразделу 3.3.4, настоящего Положения, других действующих нормативов, технических условий, выданных собственниками/эксплуатирующими организациями ВЛ и пересекаемых (сближаемых, параллельно следующих по ПУЭ) объектов, технического задания на проектирование. При этом главным условием должно быть обеспечение надежной работы ВЛ.

При проектировании ВОЛС-ВЛ в районах с интенсивным гололедообразованием, интенсивной грозовой деятельностью, пляской проводов, другими экстремальными и аномальными климатическими условиями следует в обязательном порядке анализировать и учитывать опыт эксплуатации ВЛ и результаты региональных метеонаблюдений.

Проектная документация должна пройти экспертизу в соответствии с действующим законодательством, а также ведомственную.

При проектировании подвески ВОЛС-ВЛ должны быть предусмотрены меры защиты ВЛ от воздействия указанных выше климатических условий.

Проектная документация должна пройти экспертизу в соответствие с действующим законодательством, при этом обязательной является экспертиза организации, уполномоченной федеральным органом исполнительной власти в

области связи, в области электроэнергетики либо организации уполномоченной АО «Мособлэнерго».

2.2.5.23. Система телемеханики. Требования к устройствам телемеханики.

Идеология построения системы телемеханики (ТМ) основана на:

- построении распределенной системы с применением технологии контроллеров присоединения;
- применении современных интеллектуальных микропроцессорных устройств;
- построении системы, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к отказу или неправильной работе всех функций системы контроля за состоянием оборудования;
- внедрении технических решений в части дистанционного управления устройствами или отдельными функциями;
- унификации применяемого оборудования и технических решений;
- применении типовых технических решений высокой степени заводской готовности;
- применении встроенных средств защиты информации (СЗИ) и шифрования данных (СКЗИ);
- выполнении мероприятий, связанных с требованиями законодательства, в том числе требований по информационной безопасности, при эксплуатации и при замене оборудования системы телемеханики и её элементов.

Применяемое оборудование должно иметь сертификаты соответствия следующим техническим регламентам таможенного союза:

- ТР ТС 004/2011. О безопасности низковольтного оборудования.
- ТР ТС 020/2011. Электромагнитная совместимость технических средств.

Программное обеспечение комплекса должно иметь свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Оборудование, используемое для подключения к сети связи общего пользования, должно иметь сертификаты соответствия средств связи требованиям нормативных документов, определяемых Постановлением Правительства РФ от 05.08.2022 № 1387.

Для организации сбора, обработки и передачи информации должны применяться промышленные контроллеры (компьютеры, серверы доступа к данным) с рабочим диапазоном температур от -40 до +70 C^{o} без дополнительного обогрева и охлаждения.

Не допускается применение устройств с вентиляторным охлаждением, в том числе, устройств электропитания.

Не допускается применение вентиляции как принудительной, так и пассивной в шкафах телемеханики. Обеспечение теплового баланса должно

обеспечиваться за счет оптимизации энергопотребления и теплоотдачи без воздухообмена.

Все измерительные средства электрических величин должны быть внесены в государственный реестр средств измерений и иметь сертификат об утверждении типа средства измерения.

Система телемеханики должна иметь распределенное исполнение с применением технологии контроллеров присоединения. Система должна строиться на микропроцессорных многофункциональных модулях – контроллерах присоединения промышленного исполнения с рабочим диапазоном температур от -40 до +70 Cº без дополнительного обогрева и охлаждения.

Контроллер подстанции (контролируемый пункт телемеханики (КП ТМ)), устанавливается в отдельном навесном или напольном шкафу в помещении подстанции и должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- организация резервируемой информационной магистрали для обмена данными с контроллерами присоединения, измерительными приборами и контрольными приборами, устанавливаемыми на подстанции;
- организация резервируемой информационной магистрали для обмена данными с верхним уровнем АСТУ;
- организация магистралей для обмена данными со смежными системами на подстанции;
- синхронизация системного времени комплекса технических средств подстанции;
- контроль состояния оборудования подстанции (оборудование электропитания и резервирования собственных нужд и оперативных цепей, положение общих ключей управления, контроль общей аварийной сигнализации);
- контроль и санкционирование доступа на подстанцию, доступа к оборудованию и системам.

Контроллеры присоединения устанавливаются в низковольтных отсеках контролируемых присоединений (в целях уменьшения длин контрольных и измерительных цепей) и должны обеспечивать следующие функции контроля оборудования присоединения:

- контроль положения коммутационных аппаратов, ключей управления, состояния оперативных органов и защитной автоматики (телесигнализация);
- управление коммутационными аппаратами присоединения;
- телеизмерение электрических параметров присоединения по трем фазам (токи, напряжение, мгновенная мощность, фазовые соотношения, частота переменного тока)
- обмен данными с контроллером подстанции.

Магистраль обмена данными между контроллером подстанции (КП ТМ) и контроллерами присоединения должна строиться на базе промышленного интерфейса RS-485. Скорость передачи данных в сети интерфейса RS-485 должна быть не менее 115200 бод.

Протоколы обмена данными на внутрисистемных шинах должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Протокол обмена данными с вышестоящими уровнями должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Для подключения к технологической сети передачи данных и организации резервируемой информационной магистрали обмена данными с верхним уровнем и смежными сетевыми объектами, контроллер подстанции (КП ТМ) должен включать не менее двух независимых интерфейсов Ethernet 100 Base TX (FX).

Для сопряжения со смежными системами и устройствами на подстанции, контроллер подстанции должен иметь не менее четырех независимых интерфейсов RS-485.

Для обеспечения информационной безопасности контроллер подстанции (контролируемый пункт телемеханики) должен быть оснащён встроенными средствами защиты информации (СЗИ) сертифицированными ФСТЭК России и средствами шифрования данных (СКЗИ) сертифицированными ФСБ России.

Для организации беспроводного (резервного) канала связи для подключения к ТСПД контроллер подстанции должен иметь встроенный беспроводной роутер с поддержкой стандартов GSM UMTS/HSUPA/HSDPA/EDGE/GPRS/LTE. При отсутствии встроенного модуля связи, допускается применение отдельного роутера при условии наличия в контроллере подстанции дополнительного интерфейса для подключения роутера.

Для обеспечения функций синхронизации системного времени элементов комплекса, контроллер подстанции должен иметь надежный опорный источник синхронизации. Рекомендуется применение контроллеров со встроенным модулем GPS/ГЛОНАСС.

Контроллер подстанции должен поддерживать функции сервера точного времени по протоколу NTP v3 (не менее 100 NTP запросов).

Для обеспечения функционирования контроллера подстанции на сетевом уровне, КП ТМ должен обеспечить поддержку сетевых протоколов TCP, IPv4, IPv6, SNMP, ICMP, ARP, HTTP, SSH, NTP (SNTP), SFTP, Telnet, а также функций туннелирования, Open VPN, протокол синхронизации времени PTP v2.

Для обеспечения информационного сопряжения со смежными и вышестоящими системами, контроллер подстанции должен поддерживать следующие сетевые стандарты и протоколы передачи данных:

- МЭК-60870-5-101;

- МЭК-60870-5-104;
- МЭК-61850-8.1(GOOSE, MMS);
- протоколы РЗА (МЭК-60870-5-103, SPA-BUS, и другие);
- MODBUS-Serial;
- MODBUS-TCP;
- протоколы счетчиков (Меркурий, СЭТ и другие).

Система телемеханики должна осуществлять функции диагностики состояния и режимов работы компонентов системы, и осуществлять передачу на верхний уровень системы следующей телеметрической информации внутренней самодиагностики системы:

- диагностика связи с модулями телемеханики по каждому порту;
- состояние каналообразующих устройств, сетевых устройств и средств передачи данных по каждому порту;
- уровень сигнала базовой станции сети оператора сотовой связи;
- режим работы системы электропитания (наличие напряжения на входе, на внутренних шинах питания и уровень заряда аккумуляторных батарей).

2.2.5.24. Требования к устройствам ЦППС.

Центральная приемо-передающая станция (ЦППС) организует хранение и обработку телеметрической информации.

Основные функции:

- сбор мгновенных (текущих) значений телеметрии со всеми атрибутами (достоверность, ручная блокировка, время последнего изменения);
- ведение циклических архивов (сохранение мгновенных значений через заданные интервалы времени);
- ведение архива событий (изменение состояния ТС, срабатывание уставок по аналоговым измерениям, выдача команд телеуправления, текстовые сообщения);
- контроль «старения» информации и фильтрация по предельным значениям;
- контроль технологических уставок телепараметров;
- ведение циклических архивов усреднённых значений;
- организация сеансов связи с абонентами сервера;
- фоновый расчёт телепараметров.

ЦППС организует хранение информации для рабочих станций. Типы информации: оперативные схемы, документы, информация о привязке телепараметров к выходным формам, данные оперативных диспетчерских журналов.

Информационный обмен осуществляется в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

IP-адреса и адреса ASDU вновь подключаемых контролируемых пунктов присваиваются в соответствии с требованиями администратора технологической сети телемеханики филиалов АО «Мособлэнерго» или Аппарата управления АО «Мособлэнерго».

Для получения адресов и разрешения на интеграцию, необходимо представить в ИА АО «Мособлэнерго» для согласования полного перечня контролируемых объектов информации с указанием следующих параметров для каждого сигнала:

- полного диспетчерского наименования;
- адреса объекта информации;
- типов кадров, используемых для передачи сигналов;
- значение контролируемого параметра для всех допустимых состояний сигнала;
- единицы измерений для каждого аналогового сигнала.

Информация должна быть представлена на бумажном носителе с подписью ответственного представителя и в электронном виде в формате таблицы XLS.

Базовый объем телеинформации (уточняемый проектом), передаваемый на сервер ТМ/ЦППС филиалов АО «Мособлэнерго» и АУ АО «Мособлэнерго» определяется в соответствии с таблицей:

Таблица. Объем телеинформации, передаваемый на сервер ТМ/ЦППС филиалов АО «Мособлэнерго» и АУ АО «Мособлэнерго»

Тип ячейки	Телесигнализация	Телеуправление	Измерения
Ввод, отходящая линия	1. Положение коммутационных аппаратов и выкатных элементов 2. Готовность привода управления выключателем 3. Сигналы о срабатывании защитной автоматики. 4. Сигналы о срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации (ОЗЗ, ЗС, УТКЗ) 5. Неисправность защитной автоматики 6. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 7. Положение ключей управления режимами (Местное/Дистанция,	1. Выключатель включить 2. Выключатель отключить	1.Ток нагрузки фаза А 2.Ток нагрузки фаза В 3.Ток нагрузки фаза С 4. Ток нулевой последовательности 3Io

Тип ячейки	Телесигнализация	Телеуправление	Измерения
	АПВ, АВР…) 8. Наличие напряжения на КЛ (3 сигнала пофазно)		
Линия к трансфор-матору	1. Положение коммутационных аппаратов и выкатных элементов 2. Готовность привода управления выключателем 3. Сигналы о срабатывании защитной автоматики. 4. Сигналы о срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации (1-я, 2-я ступени защиты трансформатора, перегрев трансформатора) 5. Неисправность защитной автоматики 6. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 7. Положение ключей управления режимами	1. Выключатель включить 2. Выключатель отключить	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В 3. Ток нагрузки фаза С 4. Ток нулевой последовательности 3Io
СВН	1. Положение коммутационных аппаратов и выкатных элементов 2. Готовность привода управления выключателем 3. Сигналы о срабатывании защитной автоматики. 4. Сигналы о срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации (ОЗЗ, ЗС, УТКЗ) 5. Неисправность защитной автоматики 6. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 7. Положение ключей управления режимами (Местное/Дистанция, ЗШ, АВР…) 8. Наличие напряжения на КЛ (3 сигнала пофазно)	1. Выключатель включить 2. Выключатель отключить	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В 3. Ток нагрузки фаза С
СР	1. Положение коммутационных	-	-

Тип ячейки	Телесигнализация	Телеуправление	Измерения
	аппаратов		
ТН	1. Положение коммутационных аппаратов 2. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 3.Положение автоматического выключателя цепей 100V.		1.Линейное напряжение на шинах секции Uab, Ubc, Uca 2. Фазное напряжение на шинах секции Ua, Ub, Uc. 3. Частота сети f.
ТМ на стороне НН (для каждого луча)	Контроль положения вводных и секционных коммутационных аппаратов	-	1.Напряжение на шинах0,4 кВ Ua 2. Напряжение на шинах 0,4 кВ Uв 3. Напряжение на шинах 0,4 кВ Uc
Сигналы на подстанции	Положение дверей Срабатывание АВР ШАП (ЩАП) Срабатывание АВР ШПСН Неисправность UPS оперативных цепей Режим работы UPS оперативных цепей Сигнализация приборов ОПС (при наличии)		ТИ параметров электропитания ТМ Температура в помещении РУ СН.
Общие сигналы	Неисправность устройств ТМ Неисправность защитной автоматики Срабатывание защитной автоматики Срабатывание предупредительной и аварийной сигнализации (общий)		

Телеинформация с контролируемых пунктов должна передаваться на сервер ТМ/ЦППС филиалов АО «Мособлэнерго» и АУ АО «Мособлэнерго» в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 следующими типами кадров:

Передача ТС:

Одноэлементная информация при общем опросе: <1> := одноэлементная информация M_SP_NA_1

Одноэлементная информация при спорадике: <30> := одноэлементная информация с меткой времени CP56 Время2a M_SP_TB_1

Двухэлементная информация при общем опросе: <3> := двухэлементная информация M_DP_NA_1

Двухэлементная информация при спорадике: <31> := двухэлементная информация с меткой времени CP56Время2a M_DP_TB_1

Передача ТИ:

ТИ при общем опросе: <13> := значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой M_ME_NC_1

ТИ при спорадике: <36> := значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой с меткой времени CP56Время2a M_ME_TF_1

Передача ТИИ:

ТИИ при общем опросе: <15> := интегральная сумма M_IT_NA_1

ТИИ при спорадике: <37> := интегральная сумма с меткой времени CP56Время2a M_IT_TB_1

Передача команд ТУ:

CON <45> := однопозиционная команда C_SC_NA_1.

Применение других типов кадров допустимо в исключительных случаях и может быть реализовано только после согласования со службой СДТУ АУ АО Мособлэнерго.

ЦППС может быть настроена на два варианта ведения архивов телеизмерений:

- запись телеизмерений в архивы выполняется в фиксированные моменты времени с периодом времени, заданным в настройках ретроспективы;
- в архиве фиксируются все изменения телепараметров по мере их поступления от устройств телемеханики (предполагает наличие в составе сервера высокоскоростного накопителя информации – SSD- диска с ресурсом обновления информации, рассчитанным на ведение архивов).

Сервер сбора, обработки и передачи данных по протоколу SNMP должен предоставлять информацию заданным серверам мониторинга о своей конфигурации и состоянии (самодиагностика), а также о конфигурации и состоянии подключенных котроллеров присоединения и модулей интеграции сервисной сигнализации.

2.2.5.25. Требования к SCADA системе.

SCADA система должно осуществлять обмен данными с оборудованием телемеханики контролируемых пунктов, оборудованием смежных систем, а также осуществлять информационное взаимодействие с оборудованием систем уровня филиалов и вышестоящими системами.

Аппаратура и программное обеспечение SCADA системы должно обеспечивать автоматизированное выполнение следующих функций с целью

поддержания максимально возможной эффективности работы оборудования распределительной сети и заданных значений технологических параметров:

- обмен данными и командами с контролируемыми пунктами и взаимодействующими системами;
- отображение и регистрация информации о состоянии параметров технологического процесса и состоянии оборудования контролируемых пунктов;
- документирование и хранение данных о режимах работы контролируемого оборудования и действиях оператора;
- формирование и вывод на экраны мониторов оперативных и архивных данных в виде мнемосхем, таблиц, графиков, трендов и т.д.;
- самодиагностика и отображение режимов работы оборудования АСТУ;
- построение объектно-ориентированной CIM-совместимой модели электрической сети (Network Model – NM), обеспечивающей предоставление производных данных, необходимых для моделирования топологии и состояния сети на основе паспортных данных силового оборудования и оборудования автоматизации;
- топологический анализ на основе модели электрической сети и данных о состоянии коммутационных аппаратов;
- определение конфигурации сети (точки деления сети) и состояния оборудования, при котором режим является оптимальным;
- оценка состояния электрической системы;

Оценка истинного состояния системы по неточным данным телеметрии, т.е. нахождение такого расчетного режима работы электрической системы, при котором задающие мощности генераторов и нагрузок, токи в ветвях и напряжения в узлах электрической сети имеют минимальную ошибку относительно измеренных. Расчет потокораспределения. Расчет режима работы распределительной сети (векторов напряжения во всех узлах, комплексных величин активной и реактивной мощностей в ветвях сети) для определенной конфигурации сети, значений мощностей питающих центров и нагрузок. На основе этих данных определяются производные величины: токи, протекающие в оборудовании; коэффициенты мощности; и др. Модель потокораспределения нагрузки (мощности) электроэнергетических систем представляет математическое описание баланса активной и реактивной мощности в системе для выбранных условий. Расчет потокораспределения производится на основе заданных пользователем данных о мощностях источников и потребителей, а также параметров распределительной сети.

- оценка технических и коммерческих потерь для всей сети или

выделенного участка сети на основе фактических, архивных и прогнозных данных, а также результатов расчета установившегося режима, с детализацией по питающим центрам, трансформаторам, фидерам и участкам линий электропередачи – для заданного состояния и конфигурации сети в выбранном интервале времени;

- определение и изоляция поврежденного участка сети, восстановление электроснабжения. Определение местоположения повреждения, отключение поврежденного участка и восстановление электроснабжения неповрежденных элементов при наличии возможности. Необходимо предусмотреть выполнение данной функции, как в полностью автоматическом режиме, так и в режиме «советчика» диспетчера;

- возврат в нормальное состояние. Определение оптимальной последовательности переключений с целью перевода всей сети или выделенного участка сети в нормальное состояние (нормальные условия работы или состояние, предшествовавшее отключению питания) и формирование бланка переключений (или автоматическое переключение) для восстановления нормальной схемы заданного участка электрической сети или схемы, предшествующей аварийной ситуации;

- возможность моделирования состояния энергосистемы при различных начальных условиях и вносимых возмущениях.

Моделирование производиться на копии данных и не затрагивает реальную сеть. Режим «Что если» - начальным состоянием является текущий режим. Далее оператор может моделировать эффект от различных выполненных им действий. Данные моделирования могут быть сохранены, для последующего воспроизведения и анализа.

- географическая информационная система. Географическая информационная система GIS (GIS - Geographic Information System) предназначена для сбора, хранения, обработки, анализа, управления и предоставления пространственных и географических данных.

2.2.5.26. Технические требования для систем визуализации.

Выбор размера и варианта построения диспетчерского щита должен осуществляться при проектировании каждого конкретного ДП в отдельности. Каждый ДП в обязательном порядке должен обеспечиваться диспетчерскими пультами, коммутаторами, регистраторами диспетчерских переговоров, системами бесперебойного электропитания, в том числе дизель-генераторными установками. Требуемый размер поля диспетчерского щита зависит от количества входящих в операционную зону ДП подстанций и ЛЭП, а также распределительных пунктов (РП), ТП, КТП и т.п. Для диспетчерского пункта обязателен вывод схем и необходимой информации на АРМ диспетчера.

При оснащении диспетчерских центров САЦ, ОДС, ОДГ системами визуализации необходимо обеспечивать:

- оборудование диспетчерских пунктов в производственных отделениях филиалов АО «Мособлэнерго» и районов электрических сетей - модульными диспетчерскими мозаичными щитами (при необходимости со встроенными LCD панелями) и SCADA-системами (оперативно-информационными комплексами);

- оборудование диспетчерского щита для диспетчерского пункта филиала – на основе видеокубов диагональю не менее 55 дюймов каждый, с технологией отображения LED, контрастностью не менее 1650:1, с шириной межэкранного зазора менее 1 мм, сроком службы источника света каждого видеокуба не менее 50 000 часов.

Необходима высокая надежность данного оборудования при условии работы 24/7 (круглосуточно, 7 дней в неделю). Срок службы видеостены и комплектующих частей должен быть не менее 10 лет. Контроллер видеокубов должен быть рассчитанным на круглосуточную работу и иметь возможность подключения двух независимых ЛВС. Должно быть предусмотрено горячее резервирование контроллеров и источников света видеокубов, а также гарантированное бесперебойное электропитание видеостены.

2.2.5.27. Технологическая сеть передачи данных (ТСПД). Локальная вычислительная сеть (ЛВС) диспетчерских служб (ДС).

В целях обеспечения защиты информации от несанкционированного доступа необходимо организация выделенного технологического сегмента ЛВС ДС в исполнительном аппарате, филиалах и ПО АО «Мособлэнерго» для подключения пользователей диспетчерских служб. Выделение Технологического сегмента ЛВС ДС в обязательном порядке должно быть обеспечено при выполнении реконструкции оборудования верхнего уровня. Выделенный технологический сегмент ЛВС подключается к корпоративной ЛВС предприятия ЭС. Пользователи, не относящиеся к диспетчерским службам, но пользующиеся ресурсами оперативно-технологического комплекса, работают в корпоративной ЛВС с подключением к оперативно-технологическому комплексу. Корпоративная ЛВС должна быть построена с обеспечением подключения технологического сегмента ЛВС ДС.

2.2.5.28. Архитектура технологического сегмента ЛВС (ТСПД).

Технологический сегмент ЛВС состоит из следующих основных элементов:

- сеть ЛВС, обеспечивающая взаимосвязь между собой различных компонентов сети (серверы SCADA, рабочие места пользователей ДС);

- система управления (маршрутизаторы);

- система информационной безопасности (межсетевые экраны).

- технологический сегмент ЛВС предназначен для организации защиты серверов SCADA, рабочих мест пользователей ДС, компонентов ССПИ от воздействия из внешних сетей.

Соединение технологического сегмента ЛВС с корпоративной ЛВС допускается только через межсетевой экран. Технологический сегмент ЛВС ДС не должен подключаться к сети Интернет.

2.2.5.29. Ограничения по применению ПО, оборудования и технологий.

В целях обеспечения технологической независимости и безопасности объектов критической информационной инфраструктуры АО «Мособлэнерго» (Указ Президента от 30.03.2022 № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации») при осуществлении модернизации комплекса телемеханики в филиалах АО «Мособлэнерго»:

- применяемые программное обеспечение (в том числе прикладное и системное ПО) и оборудование РЭП (радиоэлектронная продукция) должны быть включены, соответственно, в Единый реестр российского программного обеспечения для электронных вычислительных машин и баз данных и Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (ЕРРРП);

- применяемые средства защиты информации, включая встроенные, интегрированные в комплекс телемеханики на всех уровнях иерархии, должны быть включены в Государственный реестр сертифицированных средств защиты информации (Госреестр ССЗИ ФСТЭК);

- применяемые встроенные средства защиты информации в области шифрования данных (СКЗИ) должны иметь сертификат соответствия, выданный ФСБ Российской Федерации, удостоверяющий соответствие требованиям к средствам криптографической защиты информации, не содержащей сведений, составляющих государственную тайну класса КС-1, класса КС-2 и возможность использования для криптографической защиты (шифрование данных, содержащихся в областях оперативной памяти и сетевого трафика, вычисление имитовставки для данных, содержащихся в областях оперативной памяти и сетевого трафика, вычисление значения хэш-функции для данных, содержащихся в областях оперативной памяти, защита TLS-соединений) информации, не содержащий сведений, составляющих государственную тайну.

Применяемые программно-технические средства и программное обеспечение в составе комплекса телемеханики, включая средства информационной безопасности должны быть обеспечены гарантийными обязательствами и технической поддержкой разработчика, завода-изготовителя не менее трех лет с даты приемки в эксплуатацию.

2.2.6. Здания, сооружения и инженерные сети

При строительстве и реконструкции зданий, инженерных сооружений и инженерных сетей (инженерной инфраструктуры), электрических подстанций должны соблюдаться следующие основные требования:

- оптимизация капитальных затрат за счет применения передовых строительных технологий и материалов, а также типовых и унифицированных строительных решений;
- применение конструкций, материалов и технологий, сохраняющих расчетные и проектные параметры в течение всего срока службы объекта;
- применение порталов, исключающих гнездообразование;
- компактность, особенно в городских районах с плотной жилой и промышленной застройкой;
- использование безопасных методов строительства и эксплуатации, в том числе и требования по сейсмичности;
- экологическая и пожарная безопасность, в соответствии с действующим законодательством РФ и нормативной базой.

Проектирование, строительство и эксплуатация зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций должно выполняться на основе:

- материалов топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, сейсмологических 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);
- требований ПУЭ (в том числе с учетом предельных значений расчетно-климатических условий для выбранного района строительства) и действующих разделов ПУЭ;
- требований норм технологического проектирования;
- расчетов зданий и сооружений на устойчивость, в том числе с использованием сертифицированных программ пространственного моделирования;
- применения технических решений по конструкциям и сооружениям обеспечивающих их надежность при воздействии динамических нагрузок;
- использования методов мониторинга и диагностики текущего состояния зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций в период их эксплуатации.

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

из современных высокотехнологичных материалов, в том числе с применением гидрофобизаторов, антикоррозийных покрытий для металлических конструкций.

В городах с высокой плотностью застройки, при технико-экономическом обосновании, допускается строительство заглубленных или подземных подстанций.

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

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

- удобство эксплуатации;

- возможность проведения регламентных и ремонтных работ, в том числе связанных с заменой крупногабаритного оборудования;

- условия для оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Номенклатура ремонтных работ и продолжительность ремонта уточняются в каждом конкретном случае по техническому состоянию объекта. При этом:

- время проведения ремонта следует максимально совмещать с капитальным ремонтом соответствующего оборудования подстанций;

- ремонт объектов с большим объемом работ целесообразно планировать в несколько этапов с целью максимального сокращения времени вывода объектов из работы;

- все подготовительные работы выполнять до вывода объекта в ремонт. Сведения о выполненном капитальном ремонте заносятся в паспорт производственного здания и сооружения.

При выполнении капитального ремонта (реконструкции) использовать жесткие кровли зданий. В случае невозможности применения жестких кровель рекомендуется использовать в качестве гидроизоляционного ковра современные полимерные материалы (мембраны, битумно - полимерные мастики холодного применения).

При проектировании и строительстве кабельных коллекторов должны предусматриваться следующие способы проходки:

- щитовая проходка проходческим щитом;

- открытый способ строительства;

- микротоннелирование.

При выборе способа прокладки, как правило, применять устройство проходных коллекторов методом щитовой проходки, особенно на участках,

насыщенных инженерными сооружениями и подземными коммуникациями.

При проектировании кабельных коллекторов и подземных сооружений руководствоваться требованиями СП 265.1325800.2016 «Коллекторы коммуникационные. Правила проектирования и строительства» утвержденным приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 03.12.2016 № 890/пр.

Конструкция кабельных коллекторов и применяемые строительные материалы должны обеспечивать надежную эксплуатацию в условиях повышенной вибрации и возможного поступления грунтовых вод.

Гидроизоляцию коллекторов и других подземных сооружений следует выполнять на основе современных материалов, обеспечивающих герметизацию коллекторов. «Карманы» для ввода кабелей необходимо предусматривать с повышенной герметизацией для защиты от проникновения грунтовых вод.

Входы и выходы в кабельные коллекторы необходимо предусматривать на расстоянии не более 150 м друг от друга, входная дверь должна быть не менее 1,9х0,75 м.

Необходимо предусматривать электроснабжение проектируемых коллекторов по второй категории.

Необходимо предусматривать в кабельном коллекторе в противопожарных перегородках кабельного сооружения противопожарные двери с пределом огнестойкости EI 60, оборудованные устройствами самозакрывания без замков, и их открывание в направлении ближайшего выхода.

В кабельном коллекторе необходимо выполнять сеть рабочего и аварийного освещения в соответствии с СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

На все аварийные выходы в коллекторе должны устанавливаться световые табло «Аварийный выход» с подключением к сети аварийного освещения и указанием направления движения при эвакуации с использованием люминесцентных составов.

По всему коллектору необходимо предусматривать установку обозначения пикетов на металлоконструкциях коллектора.

Заземление металлоконструкций в кабельных коллекторах и подземных сооружениях должно выполняться оцинкованной полосой сечением не менее 50х5 мм.

Металлоконструкции в кабельном коллекторе и подземных сооружениях должны выполняться из оцинкованных стальных элементов.

Металлоконструкции лестниц, площадок, поручней, ограждений необходимо проектировать и выполнять из оцинкованного металла.

Высота прохода в кабельном коллекторе должна быть не менее

2500 мм.

Расстояние прохода в кабельном коллекторе для обслуживающего персонала между соседними полками должно быть не менее 1 м.

В коллекторах следует предусматривать естественный уклон для стока конденсата в приямки и водовыпускные системы, при этом следует предусматривать исполнение дренажных канавок со стоком непосредственно в водовыпускные системы.

Основные требования, предъявляемые при проектировании и устройстве приточно – вытяжной вентиляции с механическим побуждением:

- должна обеспечивать контролируемое перемещение воздуха с исключением возможности образования мешков горячего воздуха в сужениях туннелей, поворотах, обходах и т.д.;
- каждый противопожарный отсек должен быть обеспечен своей системой приточной и вытяжной вентиляции;
- в местах пересечения воздуховодами приточных и вытяжных систем перекрытий и противопожарных перегородок необходимо предусматривать установку огнезадерживающих клапанов с пределом огнестойкости не менее предела огнестойкости пересекаемого перекрытия;
- необходимо предусматривать применение оборудования и устройств приточных и вытяжных систем вентиляции обеспечивающих поддержание температуры в отсеках коллектора в пределах от плюс 10°С до плюс 14°С и относительной влажности до 85% в режиме 24/7 круглый год;
- необходимо предусматривать работу приточной и вытяжной вентиляции с изменяемым расходом воздуха: для поддержания требуемой температуры и влажности в кабельном коллекторе – минимальный необходимый объем; для обеспечения проветривания кабельного коллектора, удаления продуктов горения в объеме не менее трехкратного обмена в час;
- при расчете и выборе оборудования вентиляции максимально использовать энергосберегающие технологии и системы (рекуперацию, фреоновые теплообменные системы);
- предусмотреть мероприятия по поддержанию уровня звука от работающего оборудования вентиляционных систем на расстоянии 1 м от воздухозаборных устройств не более 45дБА в соответствии с п.14 таблицы 5.35 СанПин 1.2.3685-21;
- предусмотреть включение вентиляционных систем в режим «Проветривание» по сигналу системы загазованности коллектора;
- предусмотреть выключение систем вентиляции, автоматического закрытия огнезадерживающих и воздушных клапанов при поступлении сигнала «Пожар» от системы автоматической пожарной сигнализации коллектора;

- обеспечить приоритетность работы автоматики по пожарному сценарию перед работой автоматики по газовому сценарию (п.8.1.8 СП 265.1325800.2016);

- предусмотреть формирование сигналов телеизмерения, телесигнализации, телеуправления и телерегулирования в автономных контроллерах устройств жизнеобеспечения для организации дистанционной диагностики и управления по протоколам МЭК 60870-5-104 или МЭК 61850-8-1.

2.2.6.1. Особенности технического обслуживания зданий и сооружений.

Техническое обслуживание зданий и сооружений предусматривает выполнение комплекса мероприятий по инженерному надзору и контролю за исправным состоянием зданий и сооружений, их инженерных систем, своевременному устранению отдельных дефектов и выполнению мелких разовых ремонтных работ, в том числе:

- контроль за соблюдением требований НТД, направленных на сохранение строительных конструкций;

- проведение осмотров и обследований производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам с привлечением в необходимых случаях специализированных организаций;

- наблюдение за осадками зданий и сооружений;

- контроль за соблюдением режима эксплуатации, предусмотренного проектом (вибрационные нагрузки, вентиляции, температурно-влажностный режим и т.д.), контроль за предотвращением перегрузок на кровли, перекрытия;

- наблюдение за развитием деформаций, выявление дефектов строительных конструкций;

- наблюдение за режимом подземных вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов;

- поддержание в исправном состоянии устройств отвода атмосферных вод;

- очистка и промывка конструкций от загрязнения, санитарное содержание зданий и сооружений;

- контроль за состоянием антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций;

- выполнение работ по устранению отдельных деформаций, мелкие разовые работы по устранению дефектов;

- выполнение мероприятий по подготовке к осенне-зимнему, паводковому, грозовому, гололедному и пожароопасному периодам, по охране окружающей среды.

Для учета работ по техническому обслуживанию и ремонту ведется технический журнал, на каждое здание и сооружение, в который заносятся записи о всех выполненных работах и ответственных исполнителях этих работ.

Технический журнал является основным документом, характеризующим состояние эксплуатируемых объектов. Информация в журнале должны отражать сведения о начале его эксплуатации объекта (здание и сооружение) и его техническом состоянии на текущий период времени. Сведения из технического журнала являются исходными данными при составлении ведомостей (описей) объемов работ.

2.3. Линии электропередачи

2.3.1. Воздушные линии электропередачи 35-110 кВ

2.3.1.1. Требования к воздушным линиям электропередачи.

Выбор конструктивных решений и технических параметров ВЛ 35-110 кВ должен производиться с учетом расчетных климатических условий и в соответствии с требуемым уровнем надежности работы линий в распределительной сети.

В процессе эксплуатации воздушных линий электропередачи должны внедряться геоинформационные технологии (ГИС) (в ГИС вносится атрибутивная информация и пространственное расположение ВЛ всех классов напряжения), обеспечивающие получение объективной информации о параметрах и характеристиках ВЛ, а также способствующие повышению надежной работы линейного объекта и предупреждению аварийных ситуаций.

Основными направлениями технического развития ВЛ являются:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;
- применение конструкций, материалов, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении;
- внедрение передовых технологий мониторинга о текущем состоянии элементов ВЛ (проводов, опор, изоляции, ВОЛС на ВЛ и т.д.);
- оснащение ВЛ 35-110 кВ датчиками определения мест повреждения в линиях;
- создание воздушных линий электропередачи, требующих минимальных эксплуатационных затрат;
- создание компактных воздушных линий, занимающих минимальные площади на местности;
- применение эффективных систем защиты ВЛ от воздействий гололедных и ветровых нагрузок, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов).

На вновь строящихся линиях все элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки в соответствии с требованиями ПУЭ, учитывающие климатические условия района расположения электросетевого объекта.

В распределительных электрических сетях АО «Мособлэнерго» должны применяться сертифицированные и аттестованные для применения опоры, изготовленные из железобетона, металла, дерева и композитных материалов.

ВЛ распределительных электрических сетей не рекомендуется подвергать реконструкции на протяжении всего срока эксплуатации.

Срок службы ВЛ 35-110 кВ должен составлять не менее 50 лет.

На ВЛ, систематически работающих с токовой нагрузкой, близкой к максимальной длительно-допустимой, необходимо осуществлять мониторинг температуры проводов с контролем высоты подвески провода над землей (проверка габарита).

При проектировании ВЛ рекомендуется применять системы автоматизированного проектирования (САПР) с использованием унифицированных типовых проектных решений.

Применение при новом строительстве и реконструкции воздушных линий электропередачи стальных многогранных опор и опор из композитных материалов.

Применение спиральных вязок при креплении проводов к штыревой стеклянной и фарфоровой изоляции (ШС, ШФ).

2.3.1.2. Опоры.

На ВЛ 35-110 кВ опоры должны обеспечивать надежность работы в течение всего срока эксплуатации, также безопасность персонала при выполнении работ в процессе эксплуатации (подъем на опору, работу на траверсах и т.д.).

При применении стальных опор необходимо обеспечить коррозионную стойкость на весь срок службы опоры, посредством нанесения защитного покрытия. Приоритетными методами защиты стальных опор следует считать методы горячего или термодиффузионного оцинкования.

Конструкции опор ВЛ напряжением 35-110 кВ должны быть вандалоустойчивыми, иметь возможность подвески как одной, так и нескольких цепей, а также отвечающих правилам технической и архитектурной эстетики.

Срок эксплуатации опор ВЛ 35-110 кВ должен составлять не менее 50 лет.

В зависимости от предъявляемых требований по надежности электроснабжения потребителей, на ВЛ 35-110 кВ следует применять одноцепные или многоцепные опоры.

Подвеска проводов большего сечения на существующие опоры должна проводиться с учетом механической прочности опор и подтверждаться расчетами конструктивных элементов ВЛ.

В перспективе должно быть рассмотрено применение опор, траверс,

оголовков из композитных материалов после прохождения необходимого комплекса испытаний и их аттестации в соответствующих организациях.

2.3.1.3. Фундаменты.

Тип фундаментов опор ВЛ 35-110 кВ должен выбираться на основе результатов инженерно-геологических, гидрологических, экологических изысканий, климатических особенностей и сейсмической активности в районе строительства с учетом конструктивных особенностей опор, сечения провода, длин пролетов, суммарных нагрузок от элементов опор (вес опор, проводов, изоляции, устанавливаемого оборудования, натяжений проводов и грозозащитных тросов), а также нагрузок от внешних воздействий (ветер, гололед).

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

2.3.1.4. Провода и грозозащитные тросы.

На ВЛ 35-110 кВ, как правило, должны применяться сталеалюминевые провода со стальным сердечником и другие провода с улучшенными электрическими и физико-механическими характеристиками.

В районах с интенсивными ветровыми и гололедными нагрузками, а также при выполнении протяженных переходов на ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять новые высокотехнологичные провода, обладающие улучшенными механическими, весовыми, аэродинамическими свойствами, устойчивые к тяжелым климатическим условиям, а также с целью:

- обеспечения 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).

На протяженных переходах через водные и другие естественные преграды, при техническом обосновании, в качестве проводов допускается применять стальные канаты из оцинкованных проволок.

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.

Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35-110 кВ должен быть не менее 50 лет.

При реконструкции и новом строительстве на ВЛ 35 кВ применять защищенные провода типа СИП-3 в следующих случаях:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;

- при прохождении ВЛ по лесным массивам;

- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стесненных условиях;

- при совместной подвеске с ВЛ 0,4 кВ.

При соответствующем обосновании, при реконструкции и новом строительстве на ВЛ 35 кВ, допускается применение самонесущих подвесных скрученных в жгут универсальных кабелей, Торсада СН, АПвПгТ(п), DISTRI.

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

2.3.1.5. Линейное коммутационное оборудование.

Для оптимизации режимов работы, повышения надежности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать электрические сети посредством:

- автоматического ввода резерва;

- секционирования ВЛ;

- организации систем автоматического повторного включения как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пункта ВЛ;

- отключения ответвлений ВЛ;

- оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ, в том числе индикаторами неисправности;

- организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в т.ч. их температуры нагрева.

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

2.3.1.6. Линейная арматура и изоляторы.

Для применения в АО «Мособлэнерго» линейная арматура, изоляторы и материалы должны быть сертифицированы и аттестованы, и выбираться с учетом расчетно-климатических условий и условий загрязнения.

На ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять:

- полимерные и стеклянные изоляторы;

- линейную сцепную, натяжную, поддерживающую и защитную арматуру со сроком службы, не менее срока службы проводов, спиральную арматуру;

- полимерные изолирующие траверсы;

- межфазные полимерные изолирующие распорки.

Линейная арматура по возможности должна обеспечивать:

- выполнение работ без снятия напряжения;

- предотвращение образования гололеда;

- недопущение налипание мокрого снега.

2.3.1.7. Защита от грозовых перенапряжений.

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

Для защиты высоковольтной изоляции ВЛ напряжением 35-110 кВ от грозовых перенапряжений, в гололедных районах, а также в местах, где невозможно обеспечить нормированное заземление опор, взамен грозотроса допускается применение:

- ОПН;

- длинно-искровых разрядников;

- мультикамерных разрядников;

- изоляторов, совмещенных с мультикамерными разрядниками.

2.3.1.8. Мероприятия по приведению состояния действующих ВЛ к требованиям ПУЭ.

При проведении ремонтов и реконструкций ВЛ, построенных с соблюдением требований ПУЭ и предусматривающих полную замену опор и проводов на отдельных участках ВЛ (в анкерных пролетах), восстановление этих участков должно производиться с учетом требований ПУЭ.

При необходимости частичной замены опор и проводов, без увеличения их сечения, (объемом работ до 50%) в анкерных пролетах вышеуказанных воздушных линий, допускается руководствоваться требованиями ПУЭ.

На воздушных линиях электропередачи с высокой степенью физического износа (более 50%), рекомендуется выполнять реконструкцию и техническое перевооружение ВЛ в целом.

При восстановлении анкерных участков ВЛ 35-110 кВ, с учетом применения требований ПУЭ, а также при полной реконструкции существующих ВЛ 35-110 кВ, расположенных в местах, не представляющих возможность расставить опоры в соответствии с новыми расчетными условиями или изменить направление трассы ВЛ, рекомендуется применять опоры с характеристиками, позволяющие с сохранением существующих мест установки

опор на местности, осуществить реконструкцию ВЛ.

В данном случае, металлические многогранные опоры должны изготавливаться по индивидуальным характеристикам, определяемым при проектировании ВЛ.

2.3.2. Кабельные линии электропередачи 35-110 кВ

2.3.2.1. Требования к кабельным линиям.

В процессе эксплуатации кабельных линий должны внедряться геоинформационные технологии (в ГИС вносится атрибутивная информация и пространственное расположение КЛ всех классов напряжения), обеспечивающие получение объективной информации о параметрах и характеристиках КЛ, а также способствующие повышению надежной работы линейного объекта и предупреждению аварийных ситуаций.

Применяемые кабели и кабельная арматура должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы.

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 рекомендуется исключать участки с грунтами, агрессивными по отношению к металлическим оболочкам кабеля.

В зонах городской застройки рекомендуется применять кольцевые и петлевые схемы прокладки кабелей.

В крупных городах рекомендуется применять 2-х лучевые схемы электроснабжения.

Учитывая высокую насыщенность городских территорий инженерными сооружениями, а также с целью обеспечения возможности осуществления реконструкции и прокладки новых КЛ, рекомендуется в районах жилой застройки городов выполнять кабельную канализацию и кабельные туннели.

Соединения КЛ с ВЛ напряжением 35-110 кВ в городской черте должно осуществляться в сооружаемых переходных пунктах закрытого типа.

При согласовании конструктивных решений допускается соединение КЛ с ВЛ на специальных переходных опорах.

2.3.2.2. Требования к силовым кабелям.

Силовые кабели должны обеспечивать:

- требуемую пропускную способность в соответствии с техническими условиями на кабельную продукцию и условиями прокладки;

- термическую устойчивость при коротком замыкании;

- нормированные уровни изоляции;

- низкие диэлектрические потери;

- минимальную массу и габариты, облегчающие его прокладку в кабельных сооружениях и в земле на сложных участках;

- влагостойкость и коррозионную защиту;

- минимально возможный радиус изгиба;

- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;

- минимальные затраты на эксплуатацию и ремонт кабельных линий;

- стойкость к механическим повреждениям;

- большие строительные длины;

- при необходимости применять силовые кабели со встроенным оптоволокном;

- экологичность и безопасность.

В кабельных сооружениях и производственных помещениях должны применяться кабели, не распространяющие горение и с низким выделением токсичных газов.

Кабельные линии напряжением 35-110 кВ рекомендуется выполнять кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена.

При невозможности прокладки КЛ напряжением 35 кВ в земле или в кабельных сооружениях, рекомендуется применение универсального воздушного кабеля, подвешиваемого на стальном тросе.

2.3.2.3. Требования к кабельной арматуре.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 35 кВ, включая муфты на трехжильный кабель в одной оболочке должна применяться:

- термоусаживаемая кабельная арматура;

- кабельная арматура холодной усадки.

Трубки и изоляторы концевых муфт наружной установки, используемые на кабелях с бумажно-пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжении 35 кВ, должны:

- противостоять трекинговым явлениям;

- быть устойчивыми к эрозии и ультрафиолетовому излучению;

- сохранять характеристики при перепадах температуры;

- сохранять работоспособность в различных условиях эксплуатации. Термоусаживаемая кабельная арматура для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена должна быть выполнена из негорючих материалов.

При установке кабельных муфт, не распространяющих горение, в коллекторах допускается не устанавливать дополнительные защитные кожухи.

Материалы, применяемые для кабельной арматуры должны быть

устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими характеристиками, предназначенными для прокладки в любых климатических и производственных условиях. Срок службы кабельно-проводниковой продукции и кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

2.3.2.4. Защита от перенапряжений кабельных линий.

Для защиты КЛ 35-110 кВ от коммутационных перенапряжений должны устанавливаться нелинейные ограничители перенапряжений, во взрывобезопасном исполнении, с фарфоровой или полимерной (силиконовой) изоляцией, не требующие обслуживания в течение всего срока эксплуатации.

Для защиты КЛ напряжением 35 кВ от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, а также для исключения перехода 033 в многофазное КЗ, следует применять устройства релейной защиты, действующей на отключение поврежденных линий.

В кабельных сетях, находящихся в эксплуатации для ограничения перенапряжений, локализации возможных повреждений, а также с целью повышения безопасности и надежности КЛ, рекомендуется применять плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации.

Во вновь строящихся кабельных сетях рекомендуется, наряду с применением плавно регулируемых дугогасящих реакторов с автоматическими регуляторами настройки компенсации, при техническом обосновании, производить заземление нейтрали через высокоомный или низкоомный резисторы, в зависимости от расчетного режима сети.

2.3.2.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий.

Работы по прокладке новых и реконструкции существующих кабельных линий всех классов напряжений должны проводиться на основании инженерно-геологических изысканий грунтов в зоне их прокладки.

Предпочтительной является прокладка кабельных линий в земле (траншее). Трасса кабельных линий при прокладке в грунте должна выбираться за пределами охранных зон автомобильных дорог, железнодорожных путей, инженерных коммуникаций и зон зеленых насаждений.

При строительстве новых КЛ или реконструкции существующих в черте города, на территории промышленных предприятий, при пересечении транспортных коммуникаций и других искусственных или естественных препятствий, рекомендуемым способом прокладки, является горизонтальное направленное бурение.

Для использования в качестве механической защиты и защиты от воздействия окружающей среды при прокладке силовых кабелей переменного и постоянного тока классов номинального напряжения от 1 кВ до 500 кВ с

длительно допустимой температурой нагрева токопроводящих жил от 90 °С до 105 °С применять трехслойные термостойкие полимерные трубы, изготовленные из полимерных материалов методом экструзии. Трубы должны иметь гладкие внутреннюю и наружную поверхности. При прокладке кабельных линий методом ГНБ для дополнительной защиты от механических повреждений допускается применение труб с продольными ребрами жесткости трапециевидной формы. Внутренняя поверхность труб должна обладать низким коэффициентом трения для снижения усилий тяжения кабеля при его прокладке, а также быть стойкой к коротким замыканиям для возможности извлечения кабеля из трубы в случае его повреждения в соответствии с ГОСТ Р 70751-2023.

При новом строительстве и реконструкции прокладку КЛ выполнять по территориям городов и поселков - в земле (траншеях) по непроезжей части улиц (под тротуарами), по полосам зеленых насаждений.

При новом строительстве и реконструкции прокладку КЛ выполнять по территориям ПС, РП, промышленных предприятий и т.п. - по эстакадам, в коробах, в каналах, в лотках, в туннелях, колодцах.

В подстанционном туннеле кабельные линии напряжением 6-20 кВ должны прокладываться, как правило, без устройства соединительных муфт.

В кабельных сооружениях рекомендуется прокладывать кабельную продукцию целыми строительными длинами.

Прокладка силовых кабелей пучками или многослойно не допускается.

При прокладке кабелей в кабельных сооружениях необходимо выполнять следующие требования:

- покрывать кабели огнезащитными составами за исключением кабелей, имеющих оболочку с пониженной горючестью, с низким газодымовыделением;
- применять кабели с изоляцией в оболочке из материала, не поддерживающего и не распространяющего горение;
- применять металлоконструкции в кабельных сооружениях с цинковым антикоррозионным покрытием;
- исключать совместную прокладку в кабельных сооружениях кабелей 6-35 кВ с кабелями высокого напряжения, за исключением технологических кабелей подземного сооружения;
- прокладывать взаимно резервируемые кабели по различным кабельным трассам или разносить их по разным сторонам/уровням кабельных сооружений с целью исключения возможности их одновременного повреждения;
- отделять технологические кабели от силовых кабелей негорючей перегородкой с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа;
- оборудовать кабельные сооружения устройствами пожарной и охранной сигнализации с выводом предупредительных и тревожных сигналов на

диспетчерский пункт электросетевой организации, эксплуатирующей кабельные линии и кабельные сооружения.

2.3.2.6. Диагностика и испытания кабельных линий.

Для определения технического состояния силовых кабелей должны применяться неразрушающие методы диагностики изоляции кабеля, а также применяться устройства диагностики и мониторинга, информирующие о текущем состоянии кабеля и предупреждающие о его возможном повреждении, в том числе внедрение системы температурного мониторинга.

2.4. Ограничения по применению оборудования и материалов

Реконструкция распределительных электросетевых объектов с использованием неэффективных схемных и технических решений, применение морально устаревшего оборудования, имеющего небольшой срок службы, низкий уровень надежности, управляемости, автоматизации и наблюдаемости запрещена.

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

На ПС 35-110 кВ:

- схемы первичных соединений ПС 35-110 кВ с отделителями и короткозамыкателями;
- схемы первичных соединений ПС 35-110 кВ с безпортальным приемом ВЛ;
- элегазовые токопроводы КРУЭ длиной более 12 м:
- трансформаторы и реакторы с нормативным сроком службы менее 30 лет;
- воздушные и масляные выключатели;
- пневматические привода к высоковольтным выключателям;
- разъединители с фарфоровой опорно-стержневой изоляцией с ручным приводом;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения, с гелиевым электролитом и со сроком службы менее 15 лет;
- вентильные разрядники всех типов;
- гибкие изолированные проводники для присоединения автоматов отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;
- открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

На воздушных линиях 35-110 кВ:

- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;

полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;

- стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия;
- вентильные и трубчатые разрядники;
- лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения для металлоконструкций опор, не обеспечивающие срок службы опоры 50 лет;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН.

На кабельных линиях:

- силовые маслонаполненные кабели напряжением 35-110 кВ;
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении;
- прокладка всех видов кабелей типа АВВГ;
- применение трехжильных силовых кабелей с алюминиевой и свинцовой оболочкой на номинальное напряжение до 1 кВ с использованием их оболочки в качестве нулевого провода;
- прокладка КЛ в земле под зданиями, а также через подвальные и складские помещения;
- применение концевых муфт заливного типа (в том числе битумных и эпоксидных) либо концевых муфт в стальных кожухах при проведении ремонтов на КЛ (КВЛ).
- применение пружин либо других прижимных устройств для соединения оболочки кабеля и муфт при монтаже всех видов муфт на кабелях с бумажной изоляцией.
- применение эпоксидных муфт.

2.5. Электромагнитная совместимость

Мероприятия по электромагнитной совместимости технических средств должны отвечать требованиям нормативно-технических документов по ЭМС и обеспечивать:

- защиту оборудования подстанций, а также электронных и микропроцессорных устройств от электромагнитных помех;
- выравнивание потенциала на заземленном оборудовании и в контуре заземления подстанции;
- защиту от статического и наведенного электрического потенциала.

Электромагнитные воздействия не должны приводить к повреждению и нарушениям в работе вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи.

Все электронные и микропроцессорные устройства, установленные на электросетевых объектах, должны быть испытаны на помехоустойчивость в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.

В проектах, на строительство новых трансформаторных подстанций, их технического перевооружения или реконструкции, а также при применении на подстанциях отдельных микропроцессорных и электронных устройств, должен разрабатываться раздел по ЭМС. В данном разделе должны определяться мероприятия по обеспечению электромагнитной обстановки, при которой обеспечивается надежная работа вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи исключающее их повреждение от электромагнитного воздействия.

При вводе трансформаторных подстанций в эксплуатацию должна проводиться проверка электромагнитной обстановки на территории объекта с выполнением условий ЭМС.

2.6. Метрологическое обеспечение и управление качеством электрической энергии.

2.6.1. Метрологическое обеспечение.

2.6.1.1. Целью метрологического обеспечения является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии.

2.6.1.2. Метрологическое обеспечение осуществляется на всех этапах жизненного цикла объектов электросетевого хозяйства (проектирование, ввод в эксплуатацию, текущая эксплуатация, капитальный ремонт, реконструкция).

2.6.1.3. Номенклатура измеряемых параметров, требования к точности измерений, назначение и область применения измеряемых параметров определяются подразделениями, эксплуатирующими СИ на основании действующих НПА, НТД, регламентирующих выполнение данных измерений.

2.6.1.4. Метрологическое обеспечение СИ, осуществляющих измерения, относящиеся к сфере ГРОЕИ выполняется в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений.

2.6.1.5. Метрологическое обеспечение СИ, осуществляющих измерения, НЕ относящиеся к сфере ГРОЕИ выполняется в соответствии с требованиями ЛНА АО «Мособлэнерго».

2.6.1.6. Вид периодического контроля метрологических характеристик СИ, применяемых для измерения параметров, НЕ относящихся к сфере ГРОЕИ определяются подразделениями, эксплуатирующими СИ.

<u>Требования к измерениям, методикам (методам) измерений.</u>

- измерения должны выполняться в соответствии с требуемыми нормами точности измерений, предъявляемых к измеряемому параметру;

- измерения, выполняемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерения

Требования к единицам величин.

Единицы величин применяются в соответствии с требованиями ГОСТ 8.417 и Положением о единицах величин, допускаемых к применению, утвержденным постановлением Правительства РФ от 31.10.2009 № 879.

Требования к средствам измерений.

Все СИ, применяемые на объектах АО «Мособлэнерго», должны отвечать следующим требованиям:

- СИ должны быть утвержденного типа и зарегистрированы в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений:

- метрологические характеристики СИ должны соответствовать нормам точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений, эксплуатации оборудования объектов электросетевого хозяйства;

- СИ должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке иметь действующие свидетельство и/или клеймо о поверке (калибровке), запись в эксплуатационных документах на СИ;

- методика поверки многофункциональных СИ (предназначенных для измерений нескольких величин) или имеющих несколько поддиапазонов измерений должна содержать указания на возможность проведения поверки в сокращенном объеме;

- СИ, применяемые для наблюдения и контроля за параметрами, точность измерений которых не нормируется подлежат контролю исправности в соответствии с требованиями ЛНА АО «Мособлэнерго»;

- СИ, не имеющие свидетельства (сертификата) утверждения типа, допущенного к применению в РФ (не зарегистрированные в Государственном реестре СИ), должны быть исключены из цикла измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии.

Приоритетными направлениями в области метрологического обеспечения являются:

- соблюдение требований действующего законодательства об обеспечении единства измерений;

- модернизация парка эксплуатируемых СИ, внедрение современных методов и средств измерений (СИ), автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения;

- применение СИ с увеличенным интервалом контроля метрологических характеристик;

- внедрение автоматизированных систем учета СИ, планирования организации и контроля выполнения работ;

- организация метрологических лабораторий и оснащение их современными установками для калибровки/поверки средств измерений и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами и аккредитация на право проведения калибровки СИ;

- разработка стандартов организации по созданию системы метрологического обеспечения на всех этапах, начиная с планирования работ до выборочного контроля качества их выполнения;

Рекомендуемое к применению оборудование и технологии

Все СИ и измерительные преобразователи должны быть внесены в Госреестр РФ средств измерений. Приобретаемые СИ, предназначенные для использования в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны иметь свидетельства о поверке со сроком очередной поверки не менее чем через 6 мес.

2.6.2. Управление качеством электрической энергии

Целью управления качеством электрической энергии (КЭ) является поддержание показателей КЭ в электрических сетях в соответствии с требованиями отраслевых нормативных документов.

2.6.2.1 Управление КЭ включает в себя решение следующих задач:

- мониторинг КЭ;

- разработка и реализация мероприятий по обеспечению соответствия КЭ требованиям нормативных документов;

- сертификация электрической энергии.

2.6.2.2 Мониторинг КЭ.

Целями мониторинга КЭ являются оценка соответствия КЭ нормативным требованиям, разработка и своевременное выполнение корректирующих мероприятий по обеспечение соответствия.

Мониторинг КЭ в распределительных сетях выполняется на основе периодических измерений, продолжительность, периодичность и пункты мониторинга которых установлена нормативными документами.

По мере развития интеллектуальных систем учета, телеизмерений, с функциями измерения КЭ данные системы должны стать основным источником

информации о параметрах КЭ.

Отдельные объекты электросетевого хозяйства, от которых осуществляется электроснабжения особо ответственных потребителей рекомендуется оснащать стационарными средствами измерения КЭ, осуществляющими измерения КЭ в круглосуточном режиме.

Для повышения эффективности использования результатов мониторинга должны создаваться автоматизированные системы обработки, хранения, анализа результатов мониторинга.

2.6.2.3 Разработка и реализация мероприятий по обеспечению соответствия КЭ.

Мероприятия по обеспечению соответствия КЭ нормативным требованиям должны выполняться в рамках производственных программ.

В качестве мероприятий должны рассматриваться:

- рациональное построение схем электроснабжения потребителей (перевод сетей на более высокое напряжение, увеличение сечения ЛЭП, увеличение мощности трансформаторов, применение трансформаторов схемой соединения Z);

- строительство дополнительных ЛЭП, РП, ТП;

- применение бустеров, ВДТ на напряжение 0,4 кВ;

Применение дополнительных устройств и средств регулирования напряжения в распределительной электрической сети должно рассматриваться в случаях:

- отсутствие возможности регулирования напряжения на шинах ЦП;

- электроснабжение района с низким уровнем потребления электрической энергии и отсутствием перспективного технологического присоединения;

- при технико-экономическом обосновании при отсутствии возможности реконструкции питающей сети, строительство дополнительных объектов электросетевого хозяйства.

Требования к обеспечению КЭ должны учитываться при проектировании, реконструкции электрических сетей, а также при осуществлении технологического присоединения потребителей.

2.6.2.4 Сертификация электрической энергии.

Объектом обязательной сертификации является электрическая энергия в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц. Обязательная сертификация электрической энергии проводится на соответствие качества электрической энергии нормативным требованиям органами по сертификации на основании заявки электросетевой организации.

2.7. Эксплуатация электрических сетей и организация ремонтов

Организация эксплуатации распределительных электрических сетей должна быть направлена на обеспечение системного и эффективного решения задач поддержания основных производственных фондов в исправном состоянии при оптимальных затратах на проведение ремонтов, что может быть наиболее эффективно достигнуто за счет:

- использования инструментария, позволяющего прогнозировать и анализировать отказы и их последствия, определять уровни рисков отказа, планировать ремонт оборудования с учетом допустимых уровней рисков;
- использования программных продуктов для автоматизации операций моделирования, планирования, анализа, а также учета следующих данных: состав оборудования, наработка, техническое и эксплуатационное состояние каждой единицы, дефекты и отказы, плановые работы и снабжение, история замен, ремонтов и перемещений, запасы и расход запчастей, трудоемкость;
- использования системы контроля результатов ремонтной деятельности на стадиях подготовки, планирования, обеспечения, исполнения, контроля и анализа полученных результатов;
- 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 на основе разработанных и утвержденных методик определения (расчета) физического износа электросетевых объектов.

Целесообразно при организации работ на объектах электрических сетей планировать комплексное их выполнение. При комплексном выполнении работы группируются в комплексы по номенклатуре, периодичности и времени выполнения; работы производятся бригадами, оснащенными специальными машинами, средствами механизации, инвентарем; персонал и средства механизации концентрируются на ремонтируемом объекте, что позволяет сократить длительность ремонтов, время отключения объекта, уменьшить

переезды транспорта, более эффективно использовать трудовые и материальные ресурсы.

Повышение эффективности управления ремонтами должно обеспечиваться за счет:

- систематизированного учета и паспортизации электросетевых объектов и входящих в них единиц оборудования, зданий, сооружений, а также планомерного контроля технического состояния этих объектов;

- использования для идентификации объектов, ремонтно-эксплуатационных работ по видам деятельности (ремонт, техническое обслуживание), технологических направлений ремонтно-эксплуатационных работ, поставщиков и подрядчиков ремонтных работ, других объектов учета, относящихся к ремонтной деятельности, типовых классификаторов, информационное сопровождение и обновление которых должно производиться из единого отраслевого информационного центра;

- определения допустимых уровней рисков для каждой единицы основного оборудования;

- учета и анализа повреждаемости оборудования, и разработки на этой основе мероприятий по повышению надежности и эффективности эксплуатации оборудования;

- своевременного и качественного перспективного, годового и оперативного планирования капитального, среднего и текущего ремонтов оборудования, зданий и сооружений, формирования номенклатуры и объемов ремонтных работ на основании принципов, изложенных в настоящем Положении, с применением гибкой системы координации ремонтных работ, позволяющей производить корректировку плановых объемов не реже 1 раза в квартал в пределах годового лимита затрат;

- необходимого финансирования ремонтов, своевременной разработки планов производства работ и сметной документации на ремонт;

- своевременного проведения конкурсных процедур на выполнение ремонтных работ подрядными предприятиями и организациями, а также на поставку материально-технических ресурсов для ремонта;

- установления объективных функциональных связей между подразделениями и специалистами, позволяющих всей системе управления ремонтами эффективно функционировать, как в период подготовки, так и в процессе выполнения ремонтных работ;

- поддержания в актуальном состоянии баз данных о выполненных плановых и неплановых ремонтных работах, использованных ресурсах;

- создания и использования в ремонтной деятельности минимально необходимого и достаточного документооборота, обязательного для

применения, как собственным ремонтным персоналом, так и привлекаемыми к выполнению ремонтных работ подрядными ремонтными предприятиями и организациями;

- постоянного анализа и сопоставления полученных результатов ремонтов с понесенными затратами и выработки организационно-технических мероприятий по повышению эффективности и снижению издержек ремонтного производства;

- создания объективной системы мотивации ремонтного персонала;

- постоянного повышения квалификации собственного ремонтного персонала, использования передового опыта и технологий проведения ремонтов.

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.

В основу организации ремонтов должны быть положены требования «Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» и «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

Планирование ремонтов должно осуществляться на основе оценки текущего технического состояния электрооборудования и с учетом его важности в цепи передачи электрической энергии конечному потребителю.

Организация ремонтов должна осуществляться с учетом:

- совершенствование методов организации управления и планирования ремонтами;

- анализа показателей технического состояния оборудования и электросетевых объектов в целом до и после ремонта по результатам диагностики;

- функционального выделения персонала для работ по техническому обслуживанию и ремонтам;

- применения новых технологий обслуживания и ремонта;

- применения для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных оборудования, инструментов и приспособлений;

- обучения и регулярного проведения тренировок персонала;

- применения методов проведения ремонтов для различных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;

- повышения надежности и безопасности работы оборудования, снижения аварийности и несчастных случаев;

- расчетов вероятности отказов и времени ремонта оборудования.

- разработки и совершенствования нормативно-технической, методической документации и технологических карт на выполнение ремонтов.

Не рекомендуется включать оборудование, здания и сооружения, ВЛ в ремонтную программу (в объеме капитального ремонта), если принято решение об их включении в инвестиционную программу (в части замены) в перспективе до 5 лет включительно, за исключением устранения явных дефектов, которые могут привести к повреждению оборудования, или если указанные работы были исключены из инвестиционной программы при корректировке.

2.8. Реконструкция и строительство электросетевых объектов

Реконструкция, техническое перевооружение и строительство распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ должны осуществляться на основе разработанных и утвержденных инвестиционных программ, схем развития электроэнергетики региона и схем развития сетей 6-20 кВ.

Определяются физические объемы работ и объемы финансирования по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству, с учетом перспективного развития сетей, их модернизации с разбивкой по годам реализации.

Проектирование, реконструкция, техническое перевооружение и новое строительство электросетевых объектов должно производиться на основе:

- исходно-разрешительной документации и согласований с организациями, чьи интересы затрагивают работы на электросетевых объектах;

- инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий;

- гидрологических изысканий;

- данных сейсмической активности;

- карт климатического районирования;

- экологических изысканий;

- санитарных и противопожарных требований.

При реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электрических сетей должно применяться современное, малообслуживаемое и необслуживаемое электротехническое оборудование, современные высокотехнологичные изделия и материалы, а также передовые инновационные технологии обслуживания и эксплуатации сетей.

2.9. Диагностика оборудования, формирование АСУ ТОиР, мониторинг сетей

Диагностика и мониторинг основного оборудования подстанций должна строиться на принципах:

- внедрения неразрушающих методов контроля;
- применения средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- диагностика измерительных трансформаторов, коммутационного оборудования;
- диагностики состояния оборудования и его мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- внедрения единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования;
- непрерывного контроля показателей качества электроэнергии.

Диагностика и мониторинг кабельных линий:

В кабельных сетях следует применять неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием ее состояния. Основным методом неразрушающего контроля следует считать контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

Для решения проблемы защиты кабелей от однофазных замыканий на землю необходимо применять:

- устройства и систему автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики;
- внедрение системы температурного мониторинга кабельных линий электропередачи;
- контроль за перенапряжениями в кабельных сетях и состоянием параметров изоляции КЛ;
- контроль за рабочим состоянием коммутационных аппаратов и устройств РЗА, обеспечивающих защиту кабельных линий.

На основе автоматизированных информационно-диагностических систем рекомендуется внедрять автоматизированные системы технического обслуживания и ремонтов распределительных электрических сетей (АСУ ТОиР), базирующейся на объективных данных о техническом состоянии оборудования сетей, его аварийности, ремонтопригодности и степени риска дальнейшей эксплуатации.

2.10. Регламентирование основных технических решений при осуществлении технологических присоединений к электрическим сетям

Присоединение потребителей к распределительным электрическим сетям должно реализовываться на принципах недискриминационного доступа. Технические решения, реализуемые при технологическом присоединении потребителей не должны влиять на общую надежность распределительных электрических сетей соответствующего класса напряжения, а также на качественные (нормированные) показатели электрической энергии. При нарушении данных условий, сетевая организация должна учесть в стоимости услуг на присоединение, выполнение мероприятий, обеспечивающих надлежащий уровень указанных выше показателей.

Принятие решения на технологическое присоединение потребителя к распределительным электрическим сетям должно сопровождаться технико-экономическим обоснованием по предлагаемым вариантам схемных решений и электрическими расчетами с последующим оформлением технических условий на присоединение.

Технологическое присоединение должно осуществляться, как правило, по договору на оказание услуг по присоединению между сетевой организацией и потребителем или потребителем на основании выданных технических условий.

В процессе взаимоотношений с потребителем по технологическим присоединениям, необходимо руководствоваться Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.

2.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе

Мероприятия в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности направлены на реализацию требований законодательства Российской Федерации в данной сфере, обеспечение достижения стратегических целей и задач в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, рациональное использование топливно-энергетических ресурсов (далее - ТЭР) при осуществлении производственной и хозяйственной деятельности.

Основными целями распределительного электросетевого комплекса в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности являются:

- сокращение операционных издержек, выявление и устранение непроизводственных расходов (снижение потерь электрической энергии, сокращение расходов ТЭР на производственные и хозяйственные нужды, а также

снижение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой);

- достижение целевых индикаторов и показателей энергетической эффективности;

- построение эффективной системы энергетического менеджмента в соответствии с лучшими мировыми практиками.

Достижение основных целей распределительного электросетевого комплекса в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должно обеспечиваться посредством решения следующих основных задач:

- разработки и освоения инновационных и энергоэффективных технологий в области передачи и распределения электрической энергии;

- применения современного электротехнического оборудования;

- внедрения энергоэффективных технологий, оборудования, материалов и управленческих практик по результатам анализа передового отечественного и зарубежного опыта;

- совершенствования нормативно–технической базы, разработки внутренних регламентов и стандартов системы энергетического менеджмента;

- оптимизации систем управления бизнес-процессами, связанными с энергосбережением и повышением энергетической эффективности.

- Реализация целей и задач в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должна осуществляться с использованием следующих основных инструментов:

- внедрением системы энергетического менеджмента в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 50001-2012.

- проведением регулярных, в том числе обязательных энергетических обследований;

- реализацией и контролем исполнения программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В рамках внедрения системы энергетического менеджмента должна разрабатываться необходимая нормативная документация, регламентирующая основные процедуры в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Проведение энергетических обследований должно обеспечить достоверность при определении фактических расходов ТЭР, получение и актуализацию информации о резерве снижения расхода ТЭР, а также сформировать приоритеты по направлениям реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности формируемая на основе результатов проведенного

энергетического обследования, в том числе должна включает в себя:

- перечень мероприятий, внедрение которых, обеспечивает снижение потерь электрической энергии и расходов ТЭР;
- индикаторы энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- динамику изменения объемов потребления ТЭР с учетом планируемых к реализации мероприятий.

При 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.

При выборе энергосберегающих технологий необходимо руководствоваться комплексными подходами, которые должны учитывать результаты энергоаудитов, вариантность предлагаемых технических решений, технологий и оборудования, а также расход энергетических ресурсов на производственные и хозяйственные нужды.

Энергосберегающие технологии должны обеспечивать оптимальную загрузку основного электросетевого оборудования и использование оборудования с низким уровнем технологических потерь электроэнергии.

Применение оборудования и технологий должны исключать несанкционированное (безучетное) 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;
- 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 «Умный дом».

С целью реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, требуется разработка следующих документов:

- методики нормирования потерь электрической энергии;
- методики многокритериального отбора и оценки энергоэффективности проектов и порядка их реализации;
- регламентирование энергосберегающих мероприятий посредством внедрения системы менеджмента качества, соответствующей требованиям международного стандарта ГОСТ ISO 9001-2015, и системы энергетического менеджмента, соответствующей ГОСТ Р ИСО 50001-2012.

Показатели энергетической эффективности оборудования подстанций, создание или модернизация которых планируется инвестиционной программой АО «Мособлэнерго» представлены в таблице:

Таблица: Показатели энергетической эффективности оборудования подстанций

Наименование электрооборудования	Технические характеристики		
	Uном, кВ	Номинальная мощность, МВА	Потери холостого хода/короткого замыкания, не более, кВт
Трансформаторы двухобмоточные	110	40	42,0/160,0
		25	25,0/120,0
		16	21,0/86,0
	35	16	18,0/85,0
		10	12,5/60,0
		6,3	9,25/46,5
	10(6)	2,5	4,6/26,0
		1,6	3,3/18,0
		1,0	1,4/10,8
		0,63	1,06/7,45
		0,4	0,83/5,6
		0,25	0,57/3,7
		0,16	0,41/2,6

		0,063	0,22/1,28
		0,04	0,155/0,88
		0,025	0,115/0,6

Показатели энергетической эффективности линий электропередачи, создание или модернизация которых планируется инвестиционной программой АО «Мособлэнерго» представлены в таблице:

Таблица: Показатели энергетической эффективности линий электропередачи

N п/п	Наименование электрооборудования	Технические характеристики		
		Uном, кВ	Марка	сопротивление постоянному току, не более, Ом/км
1	Провод сталеалюминевый	35-110	АС 95/16	0,301
			АС 120/19	0,244
			АС 150/19	0,205
2	Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена	110	-	0,1
		35	-	0,253
		10	-	0,125
3	Провод защищенный	6-10	СИП 3 1х70	0,493
			СИП 3 1х95	0,363
	Провод изолированный	0,4	СИП-2 3*70+1*54,6	0,443
			СИП-2 3*95+1*70	0,32

2.12. Требования пожарной безопасности

2.12.1. Пожарная безопасность в электроустановках – это комплекс мер, направленных на предотвращение возгораний из-за неисправностей или нарушений режима работы электрооборудования.

2.12.2. Пожарная безопасность в электроустановках обеспечивается системным подходом, включающим:

- грамотный проект и монтаж;
- исправное состояние оборудования (постоянный контроль и обслуживание);
- квалифицированный персонал, соблюдающий правила;
- наличие исправных средств тушения, подходящих для электроустановок.

Нарушение любого из этих пунктов значительно повышает риск

возникновения пожара с потенциально катастрофическими последствиями.

2.12.3. Основные меры пожарной профилактики:

А. На этапе проектирования и монтажа:

- правильный выбор и расчет: Сечение проводов и кабелей по токовой нагрузке с запасом, выбор аппаратов защиты (автоматы, предохранители) с правильными времятоковыми характеристиками;
- защита от токов короткого замыкания и перегрузок;
- молниезащита и заземление;
- в пожароопасных зонах использование оборудования с повышенной защитой (взрывобезопасное, пылевлагозащищенное);
- применение кабелей с огнестойкой изоляцией, прокладка в несгораемых лотках, трубах или штробах;
- устройство противопожарных барьеров и уплотнений: Заделка кабельных проходок через стены и перекрытия негорючими материалами.

Б. При эксплуатации:

- планово-предупредительные ремонты (ППР): регулярная проверка, диагностика и обслуживание электрооборудования;
- проверка контактных соединений: термографический контроль (тепловизионный осмотр) для выявления перегрева контактов;
- защита от пыли: регулярная очистка электрооборудования от горючей пыли;
- содержание в исправности: отсутствие повреждений изоляции, корпусов аппаратов, защитных крышек;
- соблюдение нагрузочного режима: запрет на подключение оборудования, превышающего расчетную мощность сети;
- обучение и инструктаж персонала: все работники должны знать правила пожарной безопасности при работе с электрооборудованием.

2.12.4. Средства пожаротушения в электроустановках:

- углекислотные (ОУ) огнетушители: наиболее эффективны и безопасны для электрооборудования (не оставляют следов, не проводят ток).

Недостаток: сильное охлаждение, которое может повредить оборудование, и вытеснение кислорода в помещении.

- Порошковые (ОП) огнетушители: также эффективны, но порошок вызывает сильное загрязнение и может привести к неработоспособности контактов.
- аэрозольные генераторы: для объемного тушения в закрытых помещениях.
- автоматические установки пожаротушения (АУПТ): газовые или аэрозольные, срабатывающие автоматически при пожаре.

Запрещается использовать:

Водные и воздушно-пенные огнетушители для тушения под напряжением из-за высокой электропроводности.

2.13. Охрана труда и производственный контроль

Охрана труда – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Достигается путем реализации обязательств, принятых в соответствии с политикой АО «Мособлэнерго» в области охраны труда, а также неукоснительного соблюдения требований трудового законодательства в части исполнения обязанностей по созданию безопасных условий труда исходя из комплексной оценки технического и организационного уровня рабочего места, а также исходя из оценки факторов производственной среды и трудового процесса, которые могут привести к нанесению вреда здоровью работников.

Работа в области охраны труда осуществляется в соответствии с нормативными правовыми актами, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, и содержащим государственные нормативные требования охраны труда, а также локальными нормативными актами АО «Мособлэнерго», действующими в рамках системы управления охраной труда, принятой в АО «Мособлэнерго».

АО «Мособлэнерго» в своем составе имеет структурные подразделения – филиалы, в каждом филиале, согласно сведений из государственного реестра опасных производственных объектов имеется опасный производственный объект (далее – ОПО) 4 класса опасности, на которых организуется и осуществляется производственный контроль в соответствии с «Положением о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах АО «Мособлэнерго».

2.14. Экологические требования

С целью снижения негативного воздействия на окружающую среду и обеспечения экологической безопасности при осуществлении производственной деятельности, связанных с проведением ремонтных, эксплуатационных, строительно-монтажных, пуско-наладочных работ, следует руководствоваться основными положениями Федерального закона от 10.01.2002 N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" и требованиями природоохранного законодательства.

Для повышения уровня экологической безопасности и снижения негативного воздействия на окружающую среду в процессе производственной деятельности необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- осуществление нормирования негативного воздействия на окружающую среду и получение необходимых разрешительных документов;
- обеспечение снижения негативного воздействия на окружающую среду в соответствии с нормативами в области охраны окружающей среды;
- использование современного технологического оборудования и технологий с учетом экономических и социальных факторов;
- постепенный вывод из эксплуатации устаревшего оборудования с его заменой на современное технологическое оборудование с учетом экономических, социальных и экологических факторов;
- принятие мер по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, приводящих к негативным экологическим последствиям;
- замена маслонаполненного оборудования на элегазовое или вакуумное;
- организация контроля соблюдения подрядными организациями, осуществляющими деятельность на электросетевых объектах АО «Мособлэнерго», требований природоохранного законодательства;
- принятие необходимых организационно-технических и технологических мер по уменьшению образования отходов посредством более рационального использования первичного сырья и использования (применения) малоотходных технологических процессов и производств;
- обеспечение эффективного повторного использования отходов, а также соблюдение установленного порядка сбора, размещения и транспортирования отходов;
- обеспечение безопасного обращения с отходами производства и потребления;
- организация мест временного складирования (накопления) отходов на территориях производственных площадок в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и требованиями природоохранного законодательства;
- заключение договоров на передачу отходов производства специализированным организациям, имеющим лицензии на соответствующий вид деятельности;
- организация площадок размещения резервного маслонаполненного оборудования с учетом требований природоохранного законодательства;
- проведение рекультивации участков земель, нарушенных в процессе эксплуатации, строительно-монтажных работ, реконструкции и расширения объектов;
- организация проведения производственного экологического контроля.

2.15. Особенности требований к электрическим сетям напряжением 0,4-20 кВ

2.15.1. Технические и экономико-экологические требования к электрическим сетям.

- электрическая и экологическая безопасность функционирования сетевых объектов;
- надежность электроснабжения с учетом требований потребителей, роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;
- обоснованное упрощение конструкций и схем сетевых объектов при обязательном повышении их элементной надежности;
- нормированный уровень качества электрической энергии;
- адаптивность сетей к динамично развивающимся условиям Московской области, росту электрических нагрузок, применению новых технологий обслуживания сетевых объектов и их автоматизации;
- сокращение затрат на распределение электрической энергии и окупаемость инвестиционных проектов;
- применение новых информационных технологий при управлении электрическими сетями АО «Мособлэнерго»;
- создание сетевых объектов с интеллектуальным управлением.

Строительство новых электрических сетей, реконструкция и техническое перевооружение имеющихся распределительных электрических сетей на новых принципах и новой технической базе будут основными направлениями их развития.

Реконструкция сетевых объектов при соответствующем технико-экономическом обосновании может совмещаться с переводом сетей на более высокий класс напряжения и приближением трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ к потребителям, а также исключением электрических сетей с напряжением 3 кВ.

2.15.2. Требования к выбору системы напряжений

Стратегией АО «Мособлэнерго» в части касающейся выбора системы напряжений является переход на более высокие классы среднего напряжения (с 3-6-10 кВ на 10-20 кВ).

Основными преимуществами внедрения в электрических сетях уровня напряжения 20 кВ являются:

- увеличение пропускной способности электрической распределительной сети при том же сечении кабеля;
- увеличение радиуса технологического присоединения потребителей;
- уменьшение количества вновь вводимых КЛ;

- снижение потерь электрической энергии;

- повышение качества напряжения в электрической распределительной сети.

При проведении больших объемов работ по реконструкции (восстановлению) сетевых объектов необходимо рассматривать варианты перевода действующих электрических сетей АО «Мособлэнерго» на более высокий класс среднего напряжения по результатам технико-экономического обоснования.

При проектировании электрических сетей 10-20 кВ должны рассматриваться и применяться технические решения, позволяющие при возникновении технологических нарушений:

- определять поврежденный участок сети;

- выделять (отключать) поврежденный участок;

- автоматически восстанавливать электроснабжение неповрежденных участков сети.

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Схем перспективного развития сетей АО «Мособлэнерго» на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок с учетом наличия РУ-СН более высокого класса, резервных мощностей и мест подключения новых присоединений в РУ-СН на питающих центрах смежных сетевых организаций и иных поставщиков электрической энергии.

Вновь сооружаемые воздушные магистральные линии среднего напряжения 6 кВ должны иметь конструкции опор и изоляцию, позволяющие осуществить в перспективе перевод сетей на более высокий класс напряжения без дополнительных затрат.

При новом строительстве, расширении и реконструкции сетей напряжением 6 - 10 кВ необходимо рассматривать варианты проектных решений сети с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор с автоматической компенсацией емкостных токов, или нейтралью заземленной через резистор.

Критерием выбора системы напряжения являются суммарные затраты в сетях всех классов напряжения.

При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами среднего напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети.

2.15.3. Требования к схемам построения сетей

Электрическая сеть АО «Мособлэнерго» должна быть построена таким образом и с такими параметрами, чтобы была обеспечена возможность поставки

электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном, аварийном режиме и послеаварийном режимах работы электрических сетей, с учетом категории надежности потребителей.

Кроме того, при выборе схем построения электрических сетей, перспективным критерием для принятия технического решения является требование возможности устранения технологических нарушений потребителей с 3 категорией надежности:

- в крупнейших населенных пунктах в сроки не более 1 часа независимо от времени года;
- в больших и крупных населенных пунктах в сроки не более 2 часов независимо от времени года;
- в малых и средних населенных пунктах в сроки не более 5 часов независимо от времени года.

Для реализации указанных требований в АО «Мособлэнерго» принимается следующая градация городских и сельских населенных пунктов:

- крупнейший - с населением более 200 тыс. человек;
- крупный - с населением более от 50 до 200 тыс. человек;
- большой - с населением от 10 до 50 тыс. человек;
- средний - с населением от 3 до 10 тыс. человек;
- малый - с населением от 1 до 3 тыс. человек;
- иные - с населением до 1 тыс. человек.

При проектировании нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов АО «Мособлэнерго» необходимо:

- применять сетевое резервирование в качестве схемного решения повышения надежности электроснабжения;
- сетевым резервированием рекомендуется обеспечивать, по возможности, все подстанции напряжением 6-20/0,4 кВ;
- формировать систему электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;
- обеспечивать категории надежности электроснабжения потребителей в соответствии с нормативными требованиями СП 31-110-2003, РД 34.20.185-94;
- для особой группы электроприемников необходимо предусматривать резервный (автономный) источник питания, который устанавливает, как правило, потребитель или место для подключения передвижного автономного источника питания АО «Мособлэнерго».

В качестве основных линий в сетях 6-10 кВ следует применять воздушные и кабельные, как правило, взаимно резервируемые линии электропередачи от

разных питающих центров или разных шин одного питающего центра смежной сетевой организации, имеющего двухстороннее независимое питание.

Основным принципом построения сетей с ВЛ 6-10 кВ следует принимать магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двумя центрами питания через точку потокораздела (пункт секционирования) с обеспечением нормированного качества напряжения всех потребителей, подключенных к магистрали, при отключении одного из центров питания (послеаварийный режим).

Магистральный принцип создает условия для обеспечения качественного электроснабжения электроприемников по степени надежности с учетом роста электрических нагрузок и присоединения новых потребителей.

Рекомендуется на выходе каждой магистрали из питающего центра смежной сетевой организации устанавливать комплектную высоковольтную ячейку с вакуумным выключателем, блоком защит и блоком контрольного учета электроэнергии с автоматической передачей данных от счетчика на диспетчерский пункт.

В сетях с кабельными линиями 6-20 кВ следует применять 2-лучевую кольцевую или петлевую схему, выбор схемы построения сети следует осуществлять на основании технико-экономического анализа. На приемном конце кабельных линий от питающих центров, как правило, должны строиться РТП (РП) закрытого типа с количеством секций РУ-6-20 кВ, равным количеству питающих линий, оборудованные комплектными высоковольтными ячейками с вакуумными выключателями, блоками защит и автоматическим контрольным учетом электроэнергии с автоматической передачей данных от счетчиков на диспетчерский пункт. Все остальные ТП, включенные в 2-х-лучевую кольцевую схему между двумя питающими центрами или в петлевую схему, оборудуются высоковольтными комплектными ячейками с выключателями нагрузки, как правило, без блоков защит на присоединениях линий. В некоторых случаях, при значительном количестве ТП в 2-х-лучевой кольцевой или петлевой схеме одна из ТП в центре схемы может оборудоваться ячейками с вакуумными выключателями с устройствами защит для сокращения количества отключаемых ТП при каждом КЗ. Возможность такого решения должна определяться на основании технико-экономического анализа при возможности обеспечения селективности по времени действия защит при КЗ.

Выбор конструкций сетевых объектов всех классов напряжения необходимо выполнять из условий:

- минимума затрат на их техническое обслуживание и ремонты;

- возможности проведения технического обслуживания и ремонта (или некоторых этапов работ) без снятия напряжения;

- обеспечения максимальной безопасности обслуживающего персонала при проведении работ.

Для электрической сети 6-20 кВ в качестве питающих (фидерных) кабельных линий и линий резервной связи при новом строительстве, реконструкции, модернизации и капитальном ремонте при применении одножильных силовых кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена, сечением фазной жилы принимать не менее 240 мм^2. При применении кабелей типа АСБ принимать сечение 240 мм^2.

Для ответственных потребителей необходимо предусматривать устройства АВР с механической блокировкой непосредственно на вводе 0,4 кВ во ВРУ-0,4 кВ потребителя.

При реконструкции (строительстве) ВЛ (КЛ) 6-10 кВ применять в комплексе технические решения по оборудованию РП (ТП) 6-10 кВ и ПС 35 кВ и выше, к которым подключается линия.

При проведении больших объемов работ по реконструкции (восстановлению) сетевых объектов необходимо рассматривать варианты перевода действующих сетей на более высокий класс среднего напряжения. Реконструкция сетевых объектов при соответствующем технико-экономическом обосновании может совмещаться с переводом сетей на более высокий класс напряжения и приближением ТП 6-10/0,4 кВ к потребителям.

Вновь сооружаемые линии электропередачи 6 кВ должны иметь класс изоляции, позволяющий в перспективе осуществить перевод сетей на класс напряжения 10 кВ без существенных дополнительных затрат.

При новом строительстве и реконструкции сетей 0,4-6-10 кВ переходить к значительному сокращению протяженности сетей 0,4 кВ посредством сооружения более разветвленной сети 10 кВ (6 кВ), в том числе с применением СТП малой мощности в одно и трехфазном исполнении.

В технические условия на присоединение электроустановок потребителей более 150 кВт (за исключением граждан-потребителей, использующих электрическую энергию для бытового потребления, и приравненных к ним в соответствии с нормативными правовыми актами в области государственного регулирования тарифов групп (категорий) потребителей (покупателей), в том числе многоквартирных домов, садоводческих, огороднических, дачных и прочих некоммерческих объединений граждан) включать требования о необходимости выполнения расчетов для определения потребности в установке компенсирующих устройств для поддержания заданного значения cosφ (tgφ).

2.15.4. Трансформаторные подстанции, распределительные устройства

При новом строительстве и реконструкции в электрических сетях городов и крупных сельских населенных пунктов с численностью от 20 тысяч человек при наличии многоэтажной застройки городского типа в районе предполагаемого сооружения подстанции, а также в районах с агрессивной воздушной средой (химическое производство, производство цемента, побережье водохранилищ, магистральные автомобильные дроги и т.п.), вызывающей повышенную коррозию металла, рекомендуется применять малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру РТП, РП и БКТП нового поколения в бетонной оболочке.

Строительная конструкция РТП, РП и БКТП должна предусматривать наличие кабельного полуэтажа, высотой не менее 1400 мм с учетом допустимых радиусов изгиба применяемых кабелей. В качестве фундамента БКТП необходимо применять монолитную плиту.

Строительная конструкция РТП, РП и БКТП должна предусматривать наличие приямка в кабельном полуэтаже для возможности безопасного проведения работ по откачке грунтовых вод.

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

Технологическое оборудование РТП, РП и БКТП, обслуживание которого требует нахождения работника на высоте 0,5 м и выше от уровня земли, должно иметь стационарные площадки с нескользким настилом, оборудованные лестницами для подъема на них.

Площадки для обслуживания технологического оборудования РТП, РП и БКТП, расположенные на высоте 0,5 м и выше от уровня земли, должны иметь ограждения (перила) высотой не менее 1,1 м со сплошной обшивкой по низу (бортиком) высотой не менее 0,10 м и дополнительной ограждающей планкой на высоте 0,5 м от настила площадки.

В местах примыкания ячеек КСО СВ кВ и СР кВ при расположении в один ряд предусмотреть сплошные барьеры из металла (или изоляционного материала) заводского исполнения, закрывающие торцы сборных шин, для обеспечения безопасности обслуживающего сборные шины персонала

Должны применяться силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд с естественным охлаждением масла. Вентиляция помещений силовых трансформаторов должна быть естественной, если иное не обусловлено тепловым расчетом.

Внутри помещений зданий РТП, РП и БКТП должно быть предусмотрено место для установки шкафов интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУ) и телемеханики. В РТП и РП дополнительно должно быть предусмотрено

место для установки шкафа связи.

В других случаях необходимо применять КРУН, КТП киоскового или шкафного типов согласно утвержденных альбомов типовых решений в корпусе из горячекатаной оцинкованной стали, с окраской цинкосодержащими красками (порошковой покраской), толщина металла корпуса КТП не менее 2 мм.

При строительстве КРУН необходимо:

- выполнять ограждение территории объекта в соответствии с действующими нормативными требованиями по электробезопасности и охране труда;
- предусмотривать площадки для обслуживания оборудования, обеспечивающие безопасный и удобный доступ к элементам КРУН.

При новом строительстве и реконструкции в сетях электроснабжения ответственных потребителей в условиях плотной застройки применять:

- малогабаритные БКТП закрытого исполнения с комплектными ячейками на базе выключателей нагрузки или вакуумных выключателей;
- комплектные ячейки с вакуумной, воздушной или элегазовой изоляцией и преимущественно необслуживаемыми выключателями, разъединителями, выключателями нагрузки.

В технических заданиях на проектирование нового строительства, реконструкции, технического перевооружения распределительных пунктов и трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ предусматривать:

- ячейки КСО с вакуумными выключателями;
- блоки УТКЗ в ячейках КСО с выключателями нагрузки;
- возможность ручного управления вакуумными выключателями при отсутствии напряжения в оперативных цепях;
- сборки низкого напряжения типа ЩРНВ или ШРНН.

При необходимости обеспечения телемеханизации:

- телемеханизацию РП (РТП) с обеспечением бесперебойной работы не менее четырех часов при потере питания РП (РТП);
- с системой организации преимущественно переменного оперативного тока с использованием комбинированных блоков питания;
- телемеханизацию оборудования РП;
- в ячейках возможность отключения цепей ТУ выключателей 6-10 кВ на время проведения регламентных работ на устройствах ТМ.

Для возможности последующей установки АСУЭ использовать трансформаторы тока с классом точности не ниже 0,5S, а трансформаторы напряжения не ниже 0,5.

В части РЗА:

- релейную защиту на микропроцессорных устройствах;

- устройства автоматического включения резерва;
- защита от дуговых замыканий;
- логическая защита шин;
- УРОВ.

В сельских поселениях и поселках с малоэтажной застройкой для подключения потребителей при соответствующем обосновании возможно применять СТП с трехфазными трансформаторами, предохранителями-разъединителями 6-10 кВ и предохранителями-выключателями-разъединителями 0,4 кВ.

При реконструкции существующих ТП преимущественно применять комплектные распределительные устройства 0,4 кВ полной заводской готовности. При технической модернизации РП, РТП, ТП предусмотреть монтаж устройств АВР для сокращения времени перерывов электроснабжения потребителей.

Вновь сооружаемые трансформаторные подстанции должны быть оборудованы штатным местом для подключения передвижных дизельных электростанций (ДЭС) в виде шин 0,4 кВ с болтовыми контактными соединениями, расположенными внутри шкафа наружного исполнения, размещаемого на внешней стене трансформаторной подстанции.

2.15.5. Силовые трансформаторы

При новом строительстве и реконструкции применять силовые трансформаторы 6-20/0,4 кВ герметичного исполнения (ТМГ) или при технико-экономическом обосновании с сухой (литой) изоляцией (ТС, ТСЗ ТСЛ):

- применение герметичных масляных или заполненных жидким негорючим диэлектриком трансформаторов с уменьшенными удельными техническими потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами, в том числе, специальных конструкций трансформаторов мощностью до 100 кВА, позволяющих их монтаж на опоре;
- применять силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток Δ/Yн-11;
- регулировка напряжения – на стороне высокого напряжения;
- вид переключений – ПБВ ± 2х2,5% с 5 анцапфами;
- применение сухих трансформаторов для ТП, встроенных в здания и малогабаритных ТП, сооружаемых в стесненных условиях и условиях плотной городской застройки;
- предпочтительно применение силовых трансформаторов мощностью до 250 кВА со схемой соединения обмоток Y/Zn-11.

Масляные трансформаторы мощностью 1 МВА и более, а также все

герметичные масляные трансформаторы вне зависимости от мощности, кроме трансформаторов с гофрированными баками, должны иметь манометрический термометр с двумя или более сигнальными контактами для организации системы автоматического контроля температуры верхних слоев масла трансформатора.

Сухие трансформаторы должны снабжаться блоком контроля температуры или шкафом тепловой защиты (при невозможности размещения устройств тепловой защиты в шкафу РЗА, в составе которого должна быть организована функция контроля температуры нагрева обмотки трансформатора с организацией защиты от перегрева, действующей на сигнал и отключение. Дополнительно, при наличии обоснования, может быть также организована функция контроля температуры нагрева магнитопровода трансформатора с организацией защиты от перегрева, действующей на сигнал и отключение.

При равных условиях для сухих трансформаторов с литой изоляцией рекомендуется отдавать предпочтение трансформаторам с усиленной армировкой компаунда, дополнительными каналами для охлаждения, а также с меньшим уровнем ЧР, подтверждаемым протоколом заводских приемочных испытаний.

На стороне 0,4 кВ для трансформаторов мощностью 250 кВА и более обязательно применение аппаратных зажимов.

Предельная загрузка силового трансформатора в однотрансформаторной подстанции не должна превышать 90% от установленной мощности трансформатора в нормальном режиме, для двухтрансформаторных подстанций предельная суммарная загрузка трансформаторов в нормальном режиме работы не должна превышать 130 %.

Окончательное значение и длительность допустимой аварийной перегрузки масляных или маслонаполненных герметичных трансформаторов должна определяться инструкцией заводов-изготовителей, но при этом не должна быть ниже значений, определенных ГОСТ 14209-85.

2.15.6. Вольтодобавочные трансформаторы и симметрирующие устройства

Допускается использование вольтодобавочных трансформаторов временно, на период до окончания выполнения мероприятий по реконструкции линий, разукрупнения распределительной сети 0,4-20 кВ.

Вольтодобавочные трансформаторы рекомендуется устанавливать:

- на линиях, не отработавших срок службы, в которых не обеспечивается качество электрической энергии удаленных потребителей (как правило, на «длинных линиях»);

- на распределительных пунктах и подстанциях напряжением 6-20 кВ

совместно с конденсаторными батареями (в этом случае трансформаторы обеспечивают регулирование напряжения ±10-15%) в зависимости от схемы соединения.

Вольтодобавочные трансформаторы должны оснащаться встроенными трансформаторами тока и напряжения, блоком управления с программируемым микропроцессором для автономного управления по току, напряжению и мощности с фиксацией по времени.

Допускается применять симметрирующие устройства в распределительных электрических сетях напряжением 0,4 кВ для компенсации несимметрии нагрузок и улучшения показателей качества электроэнергии.

2.15.7. Реклоузеры и управляемые разъединители

Приоритетной целью секционирования ВЛ 6-20 кВ с помощью реклоузеров является возможность выделения поврежденного участка сети без отключения остальных потребителей, оптимизация работы оперативного и оперативно-ремонтного персонала компании.

При выборе мест установки реклоузеров необходимо учитывать протяженность воздушной линии электропередачи вместе с отпайками, количество технологических нарушений и время восстановления электроснабжения на секционируемых участках, присоединенная мощность потребителей.

При установке реклоузеров должны быть реализованы следующие функции:

- обеспечение функции АВР;
- обеспечение направленных и ненаправленных токовых защит от междуфазных коротких замыканий и однофазных замыканий на землю;
- обеспечение ведения журналов оперативных и аварийных событий с автоматической передачей на диспетчерский пункт информации о наступлении технологического нарушения в сети;
- обеспечение возможности получения информации и управления с диспетчерского пункта, в том числе изменение уставок защиты;
- обеспечение приема-передачи необходимых данных при минимизации временных и финансовых затрат с целью возможности интеграции в SCADA-систему посредством различных видов связи (GSM, радио, оптиковолоконной);
- обеспечение требуемой селективности работы с другим электросетевым оборудованием;
- обеспечение возможности работы от собственного источника питания максимально продолжительное время, но не менее 24 часов.

Реклоузеры должны обеспечивать возможность работы без проведения

внеочередных, текущих и средних ремонтов в течение всего срока службы (не менее 25 лет).

Допускается применение управляемых разъединителей в электрических сетях напряжением 6–20 кВ при соблюдении следующих условий:

1. Наличие комплексного технического обоснования, содержащего:

- результаты расчётов установившихся режимов и переходных процессов, подтверждающих корректную работу оборудования в составе сети;
- анализ влияния управляемых разъединителей на селективность и быстродействие релейной защиты и автоматики (РЗА);
- оценку надёжности схемы электроснабжения с учётом внедрения данных устройств;
- сравнение технико-экономических показателей с альтернативными техническими решениями (например, использование выключателей нагрузки или вакуумных выключателей).

2. Соответствие оборудования:

- требованиям национальных стандартов и технических регламентов;
- условиям эксплуатации (климатическим, механическим, электромагнитным воздействиям).

3. Обеспечение интеграции в системы диспетчерского и технологического управления (SCADA, АСУ ТП).

2.15.8. Коммутационная аппаратура

Основные требования:

В распределительных устройствах 6-10 кВ применять вакуумные выключатели, при соответствующем обосновании - элегазовые, выключатели нагрузки с вакуумными дугогасящими камерами (ВНВР), предохранители-разъединители, разъединители качающегося типа.

Конструкция вакуумных выключателей должна обеспечивать:

- надежную работу без ремонта до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;
- низкий уровень коммутационных перенапряжений;
- минимум операций по обслуживанию.

Конструкция выключателей нагрузки (ВНВР), должна обеспечивать:

- механическую блокировку между подвижными контактами выключателя нагрузки и ножами заземлителя;
- механический ресурс до первого капитального ремонта не менее 2000 операций.
- срок службы выключателя нагрузки до списания - 25 лет.

Выключатель нагрузки допускает одну из следующих серий отключений

без необходимости производства ревизий и замены деталей:

- не менее 10 отключений преимущественно активного тока, равному номинальному току отключения;

- при 5% нагрузке от номинального тока 20 отключений преимущественно активного тока;

- двукратное включение нормированного для него тока включения на короткое замыкание без повреждений, препятствующих его дальнейшей работе в нормальном и эксплуатационном режиме;

- возможность автоматического отключения при перегорании одного из предохранителей.

При новом строительстве и реконструкции применять разъединители 6-10 кВ качающегося типа (РЛК) не требующие ремонта в течение всего срока службы.

В сетях напряжением 0,4 кВ следует применять:

- ячейки типа ЩРНВ, ШРНН или ЩО-70 (при малом количестве потребителей 0,4 кВ);

- мачтовые рубильники с предохранителями до 250А с дугогасительными камерами на ВЛ 0,4 кВ в сельских населенных пунктах, в том числе для секционирования;

- рубильники внутренней установки на токи до 630 А;

- выключатели автоматические;

- предохранители низковольтные (ПВР).

Конструкция предохранителей низковольтных (ПВР) должна обеспечивать:

- безопасность обслуживания благодаря наличию видимого разрыва;

- применение механически прочных и не поддерживающих горение пластических материалов;

- устойчивость электрическим пробоям и малые токи утечки;

- изготовление токоведущих элементов из высококачественной электротехнической меди марки;

- возможность присоединения медных и алюминиевых проводов без кабельных наконечников.

- необходимую коммутационную способность, большой механический и коммутационный ресурс работы, малые габаритные размеры.

2.15.9. Ограничители перенапряжений

В сетях напряжением 0,4-6-20 кВ при новом строительстве и реконструкции, при переходе КЛ в ВЛ для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений необходимо применять ОПН.

Технические требования к ОПН:

- ОПН, изготовленные на основе оксидно-цинковых резисторов (варисторов), со стабильными характеристиками для всех классов напряжений, взрывобезопасных, с достаточной энергоемкостью с номинальным разрядным током 10 кА;

- ток взрывобезопасности 40 кА для ОПН 6-20 кВ;

- пропускная способность ОПН 6-20 кВ должна быть не менее 500 А;

- изоляционное покрытие ОПН должно быть выполнено из двухкомпонентного электротехнического силикона (кремнийорганической резины), обеспечивающей отсутствие швов, полостей между конструкцией корпуса и варисторами, исключающей проникновение внутрь конструкции влаги и возникновение частичных разрядов, а также обеспечивающей максимальный теплоотвод при нагреве варисторов;

- гарантийные обязательства производителя не менее 5 лет;

- срок эксплуатации не менее 30 лет.

2.15.10. Воздушные линии электропередачи 6-20 кВ

Основные требования:

Элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью расчетно-климатических условий 1 раз в 15 лет. В этой связи для ВЛ 6-20 кВ должны применяться опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кНм.

2.15.10.1. Опоры

Магистрали ВЛ 6-20 кВ следует выполнять с применением железобетонных и стальных многогранных опор повышенной механической прочности с изгибающим моментом не менее 50 кНм. Стальные многогранные опоры должны обеспечивать возможность подъема на опору эксплуатирующего персонала по телу опоры.

При соответствующем обосновании допускается применение деревянных опор, обработанных специальными составами, обеспечивающими срок службы не менее 40 лет.

Для защиты верхнего торца деревянных опор от биологического разрушения предприятием-изготовителем стоек должны поставляться защитные колпаки из оцинкованной стали толщиной 0,8-1,0 мм или полимерного материала, стойкого к воздействию солнечной радиации. Срок службы колпаков должен равняться сроку службы опор.

Часть железобетонной стойки, находящейся в земле должна быть предварительно обработана гидроизолирующим составом (например, битумом) в местах с агрессивными грунтами по результатам инженерных изысканий.

Металлоконструкции опор должны быть защищены от коррозии на весь срок службы ВЛ. При выборе антикоррозийной защиты металлоконструкций предпочтение следует отдавать методу холодного оцинкования.

Для предотвращения посадки птиц и устройства ими гнезд на опорах ВЛ 6-110 кВ в местах пребывания, скопления птиц опоры должны быть оборудованы нетравмирующими птицезащитными устройствами (ПЗУ) антиприсадочного типа, препятствующими посадке и гнездованию птиц, а также барьерного типа защищающими гирлянды изоляторов от загрязнения продуктами жизнедеятельности птиц, на проектируемых, реконструируемых и капитально реконструируемых участках ВЛ при соответствующем обосновании.

2.15.10.2. Провода

При реконструкции и новом строительстве на ВЛ 6-20 кВ применять защищенные провода (СИП) с сечением на магистралях не менее 70 мм^2 (по алюминию).

При реконструкции и новом строительстве ВЛ 6-20 кВ в населенной местности и лесопарковой зоне при соответствующем обосновании допускается применение самонесущих подвесных скрученных в жгут универсальных кабелей.

2.15.10.3. Линейная арматура и изоляторы

На ВЛ 6-20 кВ применять:

- спиральную линейную (сцепную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную) арматуру, не требующую обслуживания, ремонта и замены в течение всего срока эксплуатации ЛЭП;

- фарфоровые изоляторы марки ШФ-10, 20;

- натяжные стеклянные изоляторы марки ПС-70, ПС-70Е;

- полимерные изоляторы на ВЛ 6-20 кВ (в том числе, опорно-подвесные изоляторы), обеспечивающие грозоупорность линий.

В целях повышения грозоупорности воздушных линий электропередачи и снижения количества аварийных отключений вследствие грозовых перенапряжений на ВЛ 6-20 кВ предусматривается применение длинноискровых разрядников петлевого типа (РДИП) в соответствии с утверждёнными схемами установки и действующими нормативными документами.

2.15.10.4. Диагностика ВЛ

Использование принципов функциональной диагностики с переходом на систему мониторинга технического состояния сетевых объектов.

На ВЛ 6-10 кВ применять индикаторы повреждения для фиксации и запоминания информации о прохождении токов короткого замыкания (ИТКЗ).

2.15.11. Воздушные линии электропередачи 0,4 кВ

ВЛ 0,4 кВ должны выполняться в трехфазном 4-проводном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистрали) от подстанций 6-20/0,4 кВ.

При новом строительстве и реконструкции ВЛ-0,4 кВ выполняются преимущественно с использованием самонесущих изолированных проводов СИП-2 для магистралей и СИП-4 для ответвлений к вводам.

При новом строительстве и реконструкции на ВЛ 0,4 кВ допускается применение неизолированного алюминиевого провода при обосновании.

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

В сельских поселениях и поселках с малоэтажной застройкой для подключения потребителей мощностью до 63 кВА рекомендуется применять подстанции столбового исполнения с 1-3-фазными трансформаторами.

Допускается при технико-экономическом обосновании секционирование ВЛ 0,4 кВ.

2.15.11.1. Опоры.

На ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применять железобетонные опоры с изгибающим моментом не менее 30 кНм.

При соответствующем обосновании допускается применение деревянных опор, обработанных специальными составами, обеспечивающими срок службы не менее 40 лет.

Допускается применение металлических опор силовых фланцевых (ОСФ) и опор силовых фланцевых граненых (ОГСФ).

При проектировании и строительстве сетей 0,4 кВ рекомендуется использовать опоры линий электропередачи напряжением 6-20 кВ для совместной подвески.

2.15.11.2. Провода.

Реконструкция и новое строительство ВЛ 0,4 кВ выполняется только с использованием самонесущих изолированных проводов СИП-2 для магистралей, СИП-4 для ответвлений к вводам.

При реконструкции и новом строительстве на ВЛ 0,4 кВ применять провода с сечением на магистралях не менее 70 мм^2 (по алюминию). Для обустройства выходов из ТП (РП, БКТП) на ВЛ 0,4 кВ применять СИП сечением фазных проводов не менее 70 мм^2 (по алюминию).

Выбирать систему устройства ВЛ 0,4 кВ с проводами СИП, при которой механические, ветровые и гололедные нагрузки на провода не приводят к

повреждению провода и опор, а только к разрушению элементов крепления проводов к опорам.

При новом строительстве, реконструкции и ремонте ВЛ 0,4 кВ ответвления от ВЛ к вводу абонента выполнять только проводом СИП-4. Рекомендуется выполнять неразрывный ввод провода ответвления до счетчика. В случае необходимости соединение СИП с проводом абонента выполнять только с применением изолированных гильз.

2.15.11.3. Линейная арматура и изоляторы.

Арматура СИП должна удовлетворять требованиям Российских и международных стандартов ГОСТ 13276-79, ГОСТ Р 51177-98, EN 50483-2009.

Производитель арматуры для СИП должен быть сертифицирован по ИСО-9001.

Производитель должен иметь отчеты об испытаниях арматуры для СИП на соответствие требованиям соответствующего стандарта и представлять их по требованию заказчика.

Срок эксплуатации арматуры для СИП должен составлять не менее 25 лет.

2.15.12. Кабельные линии электропередачи

2.15.12.1. Силовые кабели.

В распределительных сетях 6-10 кВ должны использоваться кабели на напряжение 10 кВ.

Прокладка новых и реконструкция существующих КЛ выполняются по проекту, обязательно содержащему инженерные изыскания грунтов в зоне прокладки кабельных трасс и требования заводов-изготовителей по прокладке.

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

Использовать, как правило, силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией, пропитанной не расслаивающимся специальным составом, и кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей синтетической массой марки АСБл и кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена различных конструкций, в том числе, одножильные кабели серии «нг», не распространяющие горение (АПвВнг, ПвВнг, ВВГнг).

Для вертикальных прокладок или трасс с большим перепадом высоты используют кабели марки ЦАСБл с изоляцией, пропитанной вязким или нестекающим составом.

В случаях прокладки кабеля в зонах с большой подвижностью грунта, либо в оползневых зонах при высоких продольных механических нагрузках,

необходимо применять кабели марки АСК, АСКлУ, имеющие увеличенные показатели по механической прочности и разрыву.

Срок службы кабельно-проводниковой продукции должен быть не менее 30 лет.

2.15.12.2. Кабельная арматура.

При прокладке и ремонте КЛ применять кабельные муфты на основе термоусаживаемых материалов. Материалы, применяемые для кабельной арматуры должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими характеристиками, предназначенными для прокладки в соответствующих климатических условиях. Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

В отдельных случаях, когда по условиям безопасности производства работ запрещено использование открытого огня возможно применение муфт холодной усадки с извлекаемым спиралевидным кордом, имеющих эксплуатационный температурный диапазон от -50°С до +180 °С и обязательный складской срок хранения не менее 24 месяцев с гарантией качества не менее 20 лет.

При строительстве и реконструкции КЛ 6 кВ применять кабельную арматуру на номинальное напряжение 10 кВ.

При монтаже всех видов муфт на кабелях с бумажной изоляцией соединение оболочки кабеля и муфт выполнять только пайкой.

Присоединение жил кабеля к коммутационным аппаратам или системам шин осуществлять с помощью концевых муфт с болтовыми наконечниками.

2.15.12.3. Защита от перенапряжений кабельных линий.

В сетях напряжением 6-10 кВ при новом строительстве и реконструкции для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений, при переходе КЛ в ВЛ, в месте присоединения кабеля к ВЛ необходимо применять ОПН.

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

- плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации;
- возможно применение резистивного заземления нейтрали.

2.15.12.4. Диагностика кабельной линии.

При проведении диагностики КЛ необходимо применять неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием состояния изоляции кабеля.

2.15.12.5. Требования к технологиям прокладки.

При вводе КЛ в РП, ТП, БРТП применять пластиковые трубы с термоусаживаемыми кабельными уплотнителями. Диаметр пластиковых труб должен быть не менее 160 мм. Для создания механической прочности (при

необходимости) пластиковые трубы помещаются в футляры из металлических труб соответствующего диаметра.

При новом строительстве и реконструкции прокладку КЛ выполнять: по территориям ПС, РП, промышленных предприятий и т.п. - в лотках, тоннелях, колодцах; по территориям городов и поселков - в земле (траншеях) по непроезжей части улиц (под тротуарами), по полосам зеленых насаждений. В стесненных условиях, при прокладке параллельно более четырех КЛ применять блочную трубную канализацию. Использовать метод горизонтально-направленного бурения или горизонтально-направленного продавливания при прокладке кабельных сетей 0,4-6-20 кВ в местах пересечения с улицами, дорогами с усовершенствованным покрытием, а также трамвайными и железнодорожными путями без разрытия траншей. При прокладке кабелей в земле они должны быть защищены от механических повреждений плитами типа ПЗК. При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается прокладка кабельных линий в специально подготовленной кабельной канализации (блоки, трубы, гофры, лотки, короба и т.д.).

При прокладке КЛ использовать, по возможности, механизированный способ прокладки, при сложных условиях для механизированного способа - использовать ручной. Условия прокладки КЛ не должны создавать препятствия при их эксплуатации и ремонте.

Тип, сечение и марка кабеля должны определяться при проектировании, с учетом конкретных местных условиями прокладки.

Кабели однофазной конструкции должны, как правило, располагать в виде сомкнутого треугольника.

При прокладке кабелей в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более шести кабелей.

Глубина траншеи от планировочной отметки должна быть не менее 0,9 м. При пересечении улиц, площадей не менее 1,2 м.

Ширина дна траншеи должна быть:

- при прокладке одной или двух кабельных линий – до 400 мм;
- при прокладке трех кабельных линий – не менее 500 мм;
- при прокладке четырех кабельных линий – не менее 800 мм;
- при прокладке пяти кабельных линий – не менее 1000 мм;
- при прокладке шести кабельных линий – не менее 1200 мм.

Должна быть выполнена песчаная подушка:

- под кабелем толщиной не менее 100 мм;
- над кабелем толщиной не менее 100 мм;
- коэффициент уплотнения песка должен составлять не менее – 0,95.

Кабель с полиэтиленовой изоляцией на напряжения до 20 кВ сечением

жилы 300мм^2 и менее прокладывать в трубах диаметром 160 мм.

Кабель с полиэтиленовой изоляцией на напряжения до 20 кВ сечением жилы 400мм^2 и более прокладывать в трубах диаметром 225 мм.

Кабели на всем протяжении должны быть защищены от механических повреждений плитами из композитных материалов (ПЗК, длиной не менее 480 мм), неармированными бетонными плитами, сигнальной ленты по всей ширине траншеи.

При параллельной прокладке расстояние между кабелями соседних кабельных линий (группами из трёх однофазных кабелей) должно быть не менее 100 мм.

При прокладке в траншее взаиморезервируе КЛ расстояние между ними должно быть не менее 1 м в разных траншеях. В стесненных условиях допускается прокладка взаиморезервирующих КЛ в одной траншее с уменьшением расстояний между ними при условии защиты кабелей (трубами, строительным керамическим полнотелым кирпичом, плитами ПЗК, установленными на ребро и т. д.) от повреждений, могущих возникнуть при КЗ в одном из кабелей.

Для прокладки КЛ 0,4 кВ должны применяться пластиковые трубы, изготовленные в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61386.24-2014.

Для использования в качестве механической защиты и защиты от воздействия окружающей среды при прокладке силовых кабелей переменного и постоянного тока классов номинального напряжения от 1 кВ до 500 кВ с длительно допустимой температурой нагрева токопроводящих жил от 90 °С до 105 °С применять трехслойные термостойкие полимерные трубы, изготовленные из полимерных материалов методом экструзии. Трубы должны иметь гладкие внутреннюю и наружную поверхности. При прокладке кабельных линий методом ГНБ для дополнительной защиты от механических повреждений допускается применение труб с продольными ребрами жесткости трапециевидной формы. Внутренняя поверхность труб должна обладать низким коэффициентом трения для снижения усилий тяжения кабеля при его прокладке, а также быть стойкой к коротким замыканиям для возможности извлечения кабеля из трубы в случае его повреждения в соответствии с ГОСТ Р 70751-2023. Трубы должны последовательно соединяться друг с другом при помощи сварного стыкового соединения, обеспечивающего степень защиты IP68 в соответствии с ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».

2.15.13. Перспективные технологии и оборудование

Применение при новом строительстве и реконструкции воздушных линий

электропередачи стальных многогранных опор и опор из композитных материалов.

Применение спиральных вязок при креплении проводов к штыревой фарфоровой изоляции (ШФ).

Применение изолирующих траверс на ВЛ 6-20 кВ.

Применение кабельных муфт на основе термоусаживаемых материалов.

Внедрение системы телесигнализации и телеуправления в распределительных сетях 0,4-20 кВ.

При прокладке кабельных линий 6-10-20 кВ необходимо применять маркировку линий с использованием интеллектуальных шаровых маркеров. Маркеры рекомендуется применять преимущественно в городах в местах большого скопления и пересечения различных инженерных коммуникаций. Целесообразно закладывать маркеры на поворотах трасс КЛ, в местах установки муфт, местах заходов и выходов кабеля в трубы, ГНБ проколы и кабельные сооружения. Необходимое количество маркеров на 1 км кабельной линии определяется проектом, но не более 18 шт/км. При использовании маркеров необходима их привязка к картографической системе ГИС.

2.15.14. Ограничения по применению технологий и оборудования

2.15.14.1. Запрещается:

- применение провода АПВ, в том числе в качестве абонентских ответвлений;
- применение на ВЛ 6-10 кВ провода марки А;
- врезка в фидерные кабельные линии 6-20 кВ.

2.15.14.2. В целях уменьшения затрат на строительство и реконструкцию объектов технологического присоединения для заявителей мощностью до 150 кВт рекомендуется следующее.

В ТП, от которого планируется присоединение заявителя:

- исключить проектирование и установку устройств телемеханики и АСУТП;
- в РУ 0,4 кВ вместо ЩРНН применять по возможности ЩО-70 с РПС и автоматическими выключателями при условии количества присоединений до 8 шт., в том числе планируемых;
- не применять коридоры обслуживания в ТП с трансформаторной мощностью до 400 кВА.

При строительстве и реконструкции кабельных линий 0,4 кВ преимущественно применять кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена вместо кабелей с бумажно-масляной изоляцией.

При строительстве КЛ-0,4-6-20 кВ исключить применение сигнализаторов

(маркеров) трасс.

В случае необходимости оснащения ТП устройствами телемеханики, АСУТП, применения сборок ЩРНН, данные мероприятия должны выполняться путем последующего включения работ в инвестиционную программу АО «Мособлэнерго» в раздел реконструкции и технического перевооружения.

2.16. Требования к системе учета электроэнергии

2.16.1. Общие требования к системе учета электроэнергии

Системы учета электроэнергии должны соответствовать требованиям действующих нормативных правовых актов в сфере электроэнергетики, в том числе требованиям Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 (далее – Основные положений функционирования розничных рынков электрической энергии), Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 (далее - Правила предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

Элементы системы учета электроэнергии, должны соответствовать требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 N 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» и постановления Правительства Российской Федерации от 10.07.2019 N 878 «О мерах стимулирования производства радиоэлектронной продукции на территории Российской Федерации при осуществлении закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, о внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2016 N 925 и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» при условии наличия таких приборов учета в свободном доступе на соответствующем товарном рынке.

Система учета электроэнергии должна создаваться как иерархическая, территориально распределенная информационная система с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений.

Система учета электроэнергии представляет собой совокупность измерительных комплексов, связующих и вычислительных компонентов, устройств сбора и передачи данных, программных средств, предназначенная для измерения, хранения, удаленного сбора и передачи показаний приборов учета.

В составе системы учета электроэнергии, могут быть выделены следующие подсистемы:

- Информационно-измерительный комплекс точки измерения - ИИК;
- Информационно-вычислительный комплекс электроустановки- ИВКЭ;
- Информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня- ИВК (ИВК ВУ);
- Система обеспечения единого времени - СОЕВ.

Измерительный комплекс представляет собой совокупность приборов учета и измерительных трансформаторов, соединенных между собой по установленной схеме, предназначенная для измерения объемов электрической энергии (мощности) в одной точке поставки.

Сбор и передача данных в системах учета электрической энергии может быть организована по двухуровневой (без применения ИВКЭ) или трехуровневой структурно-коммуникационной схеме, в соответствии с принятым проектным решением.

Точки учета электрической энергии должны оснащаться измерительными комплексами с применением средств передачи данных по унифицированным каналам связи: GSM/GPRS, PLC, RF каналы в различном диапазоне частот, RS-485.

Присоединяемые к системе учета компоненты должны быть полноценно интегрированы в целевой ИВК, применяемый в АО «Мособлэнерго».

Средства измерений системы коммерческого учета электроэнергии должны устанавливаться на границе балансовой принадлежности между АО «Мособлэнерго» и иными субъектами розничных рынков электрической энергии.

В случае отсутствия технической возможности установки средств измерений системы коммерческого учета электроэнергии непосредственно на границе балансовой принадлежности, допускается их установка в иных точках сети, максимально приближенных к границе балансовой принадлежности.

Техническая возможность установки средств измерений определяется в соответствии с разделом X Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии и Критериями наличия (отсутствия) технической возможности установки индивидуального, общего (квартирного), коллективного (общедомового) приборов учета, утвержденными приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.08.2020 N 485/пр.

Условия наличия (отсутствия) технической возможности не применяются при технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической

энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.

Коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока (при необходимости их применения) необходимо определять в соответствии с разрешенной к использованию нагрузкой.

Схемы подключения приборов учёта и измерительных трансформаторов (используемых в измерительных комплексах) в электрические цепи, характеристики электропроводки к счётчикам, характеристики вторичных цепей учёта, места установки приборов учёта должны соответствовать требованиям, предъявляемым к соответствующим характеристикам Правилами устройства электроустановок (далее по тексту – ПУЭ). Также подключения приборов учёта и измерительных трансформаторов в электрические цепи должны выполняться в соответствии с установленными предприятиями-изготовителями соответствующего оборудования схемами включения.

2.16.2. Общие требования к измерительно-информационному комплексу

Все приборы учета электрической энергии, средства измерения, входящие в измерительно-информационный комплекс (ИИК) должны удовлетворять требованиям, предъявляемым законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений к средствам измерений, применяемым в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, и обеспечивать в точке учета весь перечень функций необходимых для присоединения к интеллектуальной системе учета определенных действующим законодательством.

Приборы учета электроэнергии и измерительный трансформаторы должны иметь действующие свидетельства о поверке и установленные пломбы лица, имеющего аккредитацию на право поверки средств измерений. Кроме того, конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией.

2.16.3 Требования к трансформаторам тока, трансформаторам напряжения и их вторичным цепям

Измерительные трансформаторы тока следует применять в сетях 6 кВ и выше, а также в сетях 0,4 кВ в тех случаях, когда измеряемый ток превышает 60А, а присоединяемая мощность – более 35 кВт.

При строительстве новых и реконструкции существующих объектов необходимо применять схему измерения с тремя ТТ.

Измерительные цепи для подключения приборов учета необходимо подключать к отдельной обмотке трансформатора тока.

Класс точности измерительных трансформаторов тока, используемых в

измерительных комплексах для установки (подключения) приборов учета, должен быть не ниже 0,5, при этом в точках измерения коммерческого учета электроэнергии необходимо устанавливать трансформаторы тока класса точности не ниже 0,5S.

Установленный интервал между поверками измерительных трансформаторов тока напряжением менее 1000 В (для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения) должен составлять не менее 8 лет.

Вторичные токовые цепи учета электроэнергии должны быть выполнены медным проводником сечением не менее 2,5 мм^2.

Измерительные трансформаторы напряжения 6(10), 35-110 кВ должны быть с антирезонансными характеристиками без применения отдельных дополнительных устройств во вторичных цепях. Антирезонансные свойства ТН должны быть подтверждены протоколами испытаний, подтверждающими антирезонансные характеристики

Измерительные трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, иные измерительные преобразователи должны быть утвержденного типа и зарегистрированы в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

2.16.4. Требования к приборам учета электроэнергии

2.16.4.1. Общие требования.

Для учета потребляемой электрической энергии подлежат использованию приборы учета класса точности, соответствующего требованиям Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), а для потребителей - с максимальной мощностью не менее 670 кВт, в том числе приборы учета, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более.

Для приборов учета электрической энергии непосредственного включения номинальным напряжением до 1000 В необходимо наличие возможности физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата, используемого для полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановления или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой). Реализация физической (аппаратной) блокировки должна сопровождаться процессом опломбирования.

Для целей коммерческого учета электроэнергии применяются приборы учета, соответствующие требованиям Правил предоставления доступа к

минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), срок государственной поверки которых не истек.

Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать измерение потребляемой электрической энергии в пределах нормированной погрешности в течение всего срока службы прибора учета.

2.16.4.2. Требования к присоединению приборов учета электроэнергии

При работах необходимо выполнить все организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения, в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Присоединение приборов учета, используемых в целях формирования баланса электрической энергии и мощности, необходимо выполнять с учетом их работы в следующих режимах:

- «приём» - поток мощности (энергии), направленный к шинам того класса напряжения, к ТН которого подключены цепи напряжения счётчика;

- «отдача» - поток мощности (энергии), направленный от шин того класса напряжения, к ТН которого подключены цепи напряжения счётчика

Классы точности приборов учета, ТТ, ТН входящих в состав измерительных комплексов, учитывающих количество электроэнергии на «прием» и «отдачу» должны быть одинаковы.

Присоединение прибора учета в режиме «отдача» может производиться изменением направления тока на обмотках И1 трансформатора тока по отношению к направлению тока на входных токовых клеммах счётчика.

2.16.5. Требования к шкафам (щитам) учета электрической энергии

В шкафах должны быть предусмотрены следующие виды контактных зажимов (далее зажимы) для присоединения внешних проводников:

- зажимы для присоединения нулевых рабочих проводников N питающей и групповых сетей;

- зажимы для присоединения нулевых защитных проводников PE или PEN проводников питающей и групповых сетей.

Конструкция шкафа должна позволять без вскрытия производить визуальный съем контрольных показаний с прибора учета, просмотр всех индикаций и других параметров, отображающихся на дисплее прибора учета, а также воздействовать на автоматический выключатель, расположенный после ПУ. Дверцы должны открываться на угол, обеспечивающий удобный доступ к

аппаратам, зажимам при монтаже и обслуживании шкафа.

2.17. Основные требования к применению нового оборудования и технологий

Новое оборудование, изделия, материалы и технологии, ранее не применявшиеся в АО «Мособлэнерго», должны быть сертифицированы и одобрены решением Технического АО «Мособлэнерго» о применении. При прочих равных условиях приоритет должен отдаваться отечественным производителям.

Основные требования к применению нового оборудования и технологий:

- срок заводской гарантии на оборудование должен быть не менее 5 лет;
- нормативный срок службы оборудования, изделий и материалов, применяемых на ПС 35-110 кВ, РП и ТП 6-20 кВ должен быть не менее 30 лет, при сроке службы подстанционных сооружений не менее 50 лет;
- нормативный срок службы оборудования и материалов, применяемых на ВЛ и КЛ напряжением 35-110 кВ должен быть не менее 50 лет;
- нормативный срок службы оборудования и материалов на ВЛ и КЛ напряжением 0,4-20 кВ должен быть не менее 40 лет.

При выборе нового оборудования, приоритет должен отдаваться необслуживаемому или мало обслуживаемому оборудованию, а также оборудованию, изделиям и материалам, в создании которых использованы энергосберегающие технологии, а их применение приводит к снижению эксплуатационных затрат по отношению к ранее применявшимся прототипам.

При применении зарубежного оборудования, необходимо учитывать имеющийся опыт его эксплуатации, располагать достоверной информацией о технических характеристиках, ресурсных показателях и надежности, наличие технической документации на русском языке.

Конструкции и конструктивные элементы с использованием нового оборудования должны быть полной заводской готовности, быстро монтируемыми, а также обеспечивать удобство проведения монтажных, ремонтных и восстановительных работ, в том числе без снятия напряжения.

Организации, привлекаемые на электросетевые объекты для выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, связанных с применением новых технологий и оборудования, должны пройти специальное обучение, быть укомплектованы соответствующими механизмами, инструментом и приспособлениями, а также предоставлять гарантию на выполняемые работы сроком не менее 2-х лет.

2.18. Требования к пилотным проектам

Экспериментальное внедрение новых видов электротехнического оборудования, конструкций, техники, изделий и материалов, а также новых технологий при строительстве, техническом перевооружении и реконструкции распределительных электросетевых объектов, должна производиться через реализацию пилотных проектов.

Статус пилотного проекта должен присваиваться проектам, обладающим следующими основными свойствами:

- наличием обоснованной потребности в применении новой техники или технологии;
- новизной научно-технических подходов, заложенных в основу проектных решений, предполагающих достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности функционирования ОЭХ в целом;
- наличием научно-технического задела и проведенных исследований в части разработки новой техники или технологии, позволяющих предполагать положительный результат от их внедрения.

Решение о придании статуса пилотного проекта принимается Техническим советом АО «Мособлэнерго».

Филиалы АО «Мособлэнерго» докладывают о результатах внедрения пилотных проектов (положительных или отрицательных), после чего аппаратом управления принимается решение о применении конкретных инновационных и передовых технических решений в других филиалах.

Пилотные проекты, внедрение которых требует значительного времени для анализа и оценки эксплуатационных показателей работы ранее не применявшегося оборудования, технологий или схемных решений, должны переводиться в опытно-промышленную эксплуатацию.

По результатам реализации пилотных проектов могут инициироваться и вноситься изменения в действующую техническую политику, технические требования, локально-нормативные акты АО «Мособлэнерго».

2.19. Информационная безопасность

2.19.1. Цели и задачи информационной безопасности

Цели: обеспечение устойчивого функционирования критической информационной инфраструктуры субъектов электросетевого комплекса АО «Мособлэнерго» (далее – Субъекты) при проведении в отношении нее компьютерных атак, предотвращение неправомерного доступа к обрабатываемой информации, уничтожение такой информации, ее

модифицирование, блокирование и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации. Задачи: создание системы безопасности объектов критической информационной инфраструктуры (ОКИИ) и обеспечение ее функционирования, в частности:

- повышение надежности и безопасности ОКИИ электросетевого комплекса за счет поставки цифрового оборудования, систем и технических средств защиты информации, обладающих разумно достаточным набором встроенных функций безопасности и соответствующих по своим функциональным характеристикам требованиям нормативно-технической документации в области информационной безопасности и условиям применения;

- в рамках создания, модернизации, эксплуатации ОКИИ - проведение регулярной оценки масштаба возможных последствий для Субъектов, социальных, политических, экономических, экологических последствий, а также последствий для обеспечения обороны страны, безопасности Российской Федерации и правопорядка в случае возникновения компьютерных инцидентов на ОКИИ АО «Мособлэнерго», присвоение ОКИИ одной из категорий значимости, требуемого уровня защищенности персональных данных;

- обеспечение технологической безопасности и независимости от импортного оборудования, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения на значимых ОКИИ за счет замещения программного обеспечения, а также применения в приоритетном порядке только такого программного обеспечения, сведения о котором включены в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных;

- разработка организационно-распорядительных документов АО «Мособлэнерго» в области информационной безопасности;

- обеспечение безопасности ОКИИ в процессе эксплуатации:

- предотвращение неправомерного доступа к информации, обрабатываемой ОКИИ, уничтожения такой информации, ее модифицирования, блокирования, копирования, предоставления и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации;

- недопущение воздействия на технические средства обработки информации, в результате которого может быть нарушено и (или) прекращено функционирование ОКИИ и обеспечивающих (управляемых, контролируемых) им процессов;

- автоматизация процессов обнаружения и предупреждения компьютерных атак на ОКИИ с помощью алгоритмов машинного обучения и эвристического анализа;

- обеспечение непрерывного функционирования технических средств обеспечения информационной безопасности;

- проведение регулярной инструментальной оценки эффективности подсистемы безопасности ОКИИ;

- обеспечение максимально быстрого восстановления (самовосстановления) ОКИИ;

- взаимодействие с государственной системой обнаружения, предупреждения и ликвидации последствий компьютерных атак на информационные ресурсы Российской Федерации;

- применение риск-ориентированного управления активами критической информационной инфраструктуры, организации в рамках процесса эксплуатации проверки и установки критических обновлений программного обеспечения;

- обеспечение безопасности ОКИИ в процессе вывода из эксплуатации;

- проведение внутреннего контроля в области обеспечения безопасности ОКИИ путем осуществления плановых или внеплановых проверок;

- повышение уровня знаний работников по вопросам информационной безопасности, организация (пере)подготовки инженеров, техников, администраторов и операторов по вопросам информационной безопасности.

2.19.2. Основные принципы развития.

Система безопасности ОКИИ должна создаваться в соответствии с требованиями и положениям Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и Федерального закона от 27.07.2006 № 152-ФЗ «О персональных данных», а также соответствующими подзаконными нормативными правовыми актами.

Система безопасности ОКИИ должна создаваться как типовая территориально-распределительная система безопасности, включающая силы и средства, предназначенные для обнаружения, предупреждения компьютерных атак и ликвидации последствий компьютерных инцидентов.

Принимаемые меры по обеспечению безопасности ОКИИ не должны оказывать отрицательного влияния на функционирование АСУТП/АСДТУ/систем телемеханики, обмен технологической информацией, функции дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА из диспетчерских пунктов АО «Мособлэнерго».

Результатом обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры должно стать сохранение достигнутых эффектов в части обеспечения надежности, технологической и экономической эффективности электроснабжения и других стратегических целей цифровой трансформации

электроэнергетики России.

2.19.3. Основные требования.

2.19.3.1. Объектами защиты в контексте обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры и обрабатываемой информации являются:

- корпоративные информационные системы (в том числе машинные носители информации, автоматизированные рабочие места, серверы, средства обработки буквенно-цифровой, графической, видео- и речевой информации, микропрограммное, общесистемное, прикладное программное обеспечение), обеспечивающие устойчивость финансово-хозяйственной деятельности;

- автоматизированные системы управления (в том числе автоматизированные рабочие места, промышленные серверы), программируемые логические контроллеры, производственное, технологическое оборудование (исполнительные устройства) имеющее функции как локального, так и дистанционного управления, либо имеющее функционирующие интерфейсы сетевого взаимодействия, микропрограммное, общесистемное, прикладное программное обеспечение, обеспечивающие надежное снабжение потребителей электроэнергией;

- корпоративные и технологические информационно-телекоммуникационные сети (в том числе телекоммуникационное оборудование, программное обеспечение, система управления), формирующие единое информационное пространство и цифровую среду взаимодействия;

- сети электросвязи, используемые для организации взаимодействия объектов;

- архитектура и конфигурация информационных систем, информационно-телекоммуникационных сетей, автоматизированных систем управления, информация (данные) о параметрах (состоянии) управляемого (контролируемого) объекта или процесса (в том числе входная (выходная) информация, управляющая командная) информация, контрольно-измерительная информация, персональные данные, иная критически важная (технологическая) информация, в том числе представляющая коммерческую ценность в силу неизвестности третьим лицам.

2.19.3.2. Обеспечение безопасности значимых ОКИИ осуществляется в зависимости от установленной категории значимости в соответствии с требованиями, установленными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным в области обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации.

2.19.3.3. Обеспечение безопасности ОКИИ без установленной категории значимости осуществляется в соответствии с организационно-

распорядительными документами АО «Мособлэнерго» и требованиями настоящего Положения.

2.19.3.4. Для обеспечения безопасности ОКИИ, являющихся информационными системами персональных данных, настоящие требования применяются с учетом требований к защите персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.11.2012 № 1119.

2.19.3.5. В случае если объектом защиты является информация при осуществлении переводов денежных средств, то в соответствии с положением Банка России от 04.06.2020 № 719-П «О требованиях к обеспечению защиты информации при осуществлении переводов денежных средств и о порядке осуществления Банком России контроля за соблюдением требований к обеспечению защиты информации при осуществлении переводов денежных средств» необходимо руководствоваться требованиями к обеспечению защиты информации при осуществлении переводов денежных средств, определяемыми во внутренних документах оператора по переводу денежных средств, банковского платежного агента (субагента), оператора платежных систем, оператора услуг платежной инфраструктуры.

2.19.3.6. Реализация настоящих требований осуществляется Субъектами самостоятельно или с привлечением организаций, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации о лицензировании деятельности в области защиты информации.

2.19.3.7. В зависимости от категории значимости, требуемого уровня защищенности персональных данных и актуальных угроз информационной безопасности в системе безопасности ОКИИ должны быть реализованы следующие организационные и технические меры:

- идентификация и аутентификация;
- управление доступом;
- ограничение программной среды;
- защита машинных носителей информации;
- аудит безопасности;
- антивирусная защита;
- предотвращение вторжений (компьютерных атак);
- обеспечение целостности;
- обеспечение доступности;
- защита технических средств и систем;
- защита информационной (автоматизированной) системы и ее компонентов;
- планирование мероприятий по обеспечению безопасности;

- управление конфигурацией;
- управление обновлениями программного обеспечения;
- реагирование на инциденты информационной безопасности;
- обеспечение действий в нештатных ситуациях;
- информирование и обучение персонала.

2.19.3.8. В качестве организационных мер по обеспечению безопасности ОКИИ применяется:

- организация контроля физического доступа к программно-аппаратным средствам компонент ОКИИ и его линиям связи;
- реализация правил разграничения доступа, регламентирующих права доступа субъектов доступа к объектам доступа, и введение ограничений на действия пользователей, а также на изменение условий эксплуатации, состава и конфигурации программных и программно-аппаратных средств;
- описание в организационно-распорядительных документах действий пользователей и администраторов компонент ОКИИ по реализации организационных мер;
- определение администратора безопасности ОКИИ;
- отработка действий пользователей и администраторов ОКИИ по реализации мер по обеспечению безопасности ОКИИ и восстановлению информационной инфраструктуры и обрабатываемой информации;
- повышение квалификации специалистов по ИБ, повышение осведомленности пользователей.

2.19.3.9. Технические меры обеспечения информационной безопасности реализуются посредством использования операционных систем из реестра Российского программного обеспечения, и следующих классов программных и программно-аппаратных средств – средств защиты информации (в том числе встроенных в общесистемное, прикладное программное обеспечение):

- средства защиты от несанкционированного доступа к информации;
- средства регистрации и управления событиями безопасности;
- межсетевые экраны уровня сети, уровня логических границ сети;
- межсетевые экраны уровня промышленной сети;
- средства фильтрации негативного контента;
- средства защиты сервисов онлайн-платежей и дистанционного банковского обслуживания;
- средства антивирусной защиты АРМ административно-управленческого персонала;
- средства антивирусной защиты АРМ производственного персонала, промышленных серверов;
- средства антивирусной защиты уровня сети, потовых и веб-серверов,

файловых хранилищ, средства защиты от спама;

- средства выявления и предотвращения целевых атак;
- средства гарантированного уничтожения данных;
- средства обнаружения и предотвращения утечек информации;
- средства криптографической защиты информации и электронной подписи;
- средства защиты каналов передачи данных, в том числе криптографическими методами;
- средства управления доступом к информационным ресурсам;
- средства резервного копирования;
- средства обнаружения и/или предотвращения вторжений (атак);
- средства обнаружения угроз и расследования сетевых инцидентов;
- средства автоматизации процессов информационной безопасности;
- средства защиты виртуальных сред.

Средства защиты от несанкционированного доступа к информации включают следующие механизмы защиты (в том числе встроенные в общесистемное, прикладное программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства):

- средства доверенной загрузки;
- идентификация и аутентификация пользователей;
- дискреционный контроль доступа пользователей; мандатный контроль доступа пользователей и процессов;
- маркировка документов и контроль их вывода на печать;
- защита ввода и вывода информации на отчуждаемый физический носитель;
- контроль целостности критичных файлов и данных;
- контроль доступа к периферийным устройствам и портам ввода-вывода;
- гарантированное удаление данных на дисках и выборочное затирание файлов и др.

2.19.3.10. Базовый набор технических средств обеспечения информационной безопасности включает:

- средства защиты от несанкционированного доступа к информации (включая встроенные функции безопасности в общесистемное, прикладное программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства);
- межсетевые экраны уровня сети, уровня промышленной сети;
- средства обнаружения и/или предотвращения вторжений (атак);
- средства антивирусной защиты автоматизированных рабочих мест, почтовых и веб-серверов, файловых хранилищ;
- средства управления доступом к информационным ресурсам;

- средства криптографической защиты информации и электронной подписи;

- средства защиты каналов связи, в том числе криптографическими методами;

- средства резервного копирования.

Базовый набор технических средств подлежит адаптации в соответствии с актуальными угрозами информационной безопасности, применяемыми информационными технологиями и особенностями функционирования ОКИИ. При этом из базового набора могут быть исключены меры, непосредственно связанные с информационными технологиями, не используемыми в составе ОКИИ, или не свойственными характеристиками.

2.19.3.11. В качестве средств обеспечения информационной безопасности в приоритетном порядке подлежат применению средства, встроенные в программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства (при их наличии).

2.19.3.12. В случае невозможности реализации заявленных целей встроенными средствами обеспечения информационной безопасности, соответствующий функционал должен обеспечиваться наложенными средствами обеспечения информационной безопасности.

2.19.3.13. Для обеспечения безопасности информационно-телекоммуникационных сетей настоящие Требования применяются наряду с нормативными правовыми актами федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области связи, а также ГОСТ Р 62443 «Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы», ГОСТ Р 56498-2015 МЭК 62443-3:2008 Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 3. Защищенность (кибербезопасность) промышленного процесса измерения и управления.

2.19.3.14. В качестве граничных маршрутизаторов, имеющих доступ к информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», выбираются маршрутизаторы, сертифицированные на соответствие требованиям по безопасности информации (в части реализованных в них функций безопасности).

2.19.3.15. Порядок создания информационных систем, автоматизированных систем управления, систем управления информационно-телекоммуникационными сетями, этапность работ, а также разработка технической и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения», положениям Федерального

закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и подзаконным нормативно-правовым актам, а также организационно-распорядительным документам Субъекта.

На стадиях (этапах) жизненного цикла в ходе создания (модернизации) ОКИИ проводиться:

- анализ угроз информационной безопасности и разработка модели угроз безопасности или ее уточнение (при ее наличии), определение категории значимости ОКИИ, требуемого уровня защищенности персональных данных;
- проектирование организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности ОКИИ, разработка рабочей (эксплуатационной) документации на ОКИИ (в части обеспечения его безопасности);
- внедрение организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности ОКИИ, предварительные испытания, анализ уязвимостей, опытная эксплуатация, приемочные испытания и ввод в эксплуатацию ОКИИ и его подсистемы безопасности;
- регламентация процессов обеспечения информационной безопасности ОКИИ в ходе эксплуатации.

Проектирование решений по обеспечению информационной безопасности объектов нового строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения или модернизации объектов электросетевого комплекса должны выполняться в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденных организационно-распорядительными документами АО «Мособлэнерго».

2.19.3.16. Результаты проектирования системы информационной безопасности ОКИИ отражаются в проектной документации (эскизном (техническом) проекте и (или) в рабочей документации), разрабатываемой с учетом ГОСТ 34.201-2020 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем» (далее – ГОСТ 34.201-2020) и стандартов организации, в соответствии с установленной категории значимости, требуемого уровня защищенности персональных данных.

2.19.3.17. Защита обрабатываемой информации при использовании технологий виртуализации осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 56938-2016 «Защита информации при использовании технологии виртуализации. Общие положения».

2.19.4. Оценка соответствия требованиям по информационной безопасности внедряемых организационных и технических мер по обеспечению безопасности

Ввод в эксплуатацию ОКИИ допускается при наличии протокола (акта) приемочных испытаний с положительным заключением о соответствии и эффективности принятых организационно-технических мер информационной безопасности установленным требованиям по обеспечению безопасности.

Для обеспечения безопасности ОКИИ должны применятся технические средства обеспечения информационной безопасности, прошедшие оценку на соответствие требованиям по информационной безопасности в формах обязательной сертификации, испытаний или приемки.

Подтверждение соответствия технических средств обеспечения информационной безопасности требованиям в форме испытаний, в том числе требованиям по совместимости с автоматизированными системами управления технологическими процессами выполняется в соответствии с положением, утвержденным организационно-распорядительным документом Субъекта.

Оценка соответствия и эффективности принятых организационно-технических мер по безопасности ОКИИ установленным требованиям по обеспечению информационной безопасности проводятся Субъектами самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензию на соответствующую деятельность в области защиты информации до ввода в эксплуатацию ОКИИ. Оценка соответствия должна включать в себя анализ уязвимостей объекта в целях выявления недостатков (слабостей) в подсистеме безопасности и оценки возможности их использования для реализации угроз информационной безопасности.

Аттестация ОКИИ, взаимодействующих с государственными информационными системами, проводиться в обязательном порядке с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации, лицензию на соответствующую деятельность в области защиты информации.

2.19.5. Ограничения по применению технологий и оборудования

Входящие в состав ОКИИ программные и программно-аппаратные средства, осуществляющие хранение и обработку информации, должны размещаться на территории Российской Федерации).

Эксплуатируемое программное обеспечение и СУБД не должны иметь общеизвестных уязвимостей, опубликованных в сети Интернет, при условии возможности их использования для реализации угроз информационной

безопасности.

В программном обеспечении и СУБД не должно быть функций, позволяющих:

- удаленно подключатся напрямую к программному обеспечению или СУБД для обновления или управления со стороны лиц, не являющихся работниками
АО «Мособлэнерго», при этом подключение к АСУТП (системам телемеханики) для реализации функций дистанционного управления из диспетчерских пунктов АО «Мособлэнерго» не является удаленным подключением напрямую к программному обеспечению или СУБД;

- автоматически бесконтрольно со стороны Субъекта передавать информацию, в том числе технологическую информации, правообладателю (разработчику) программного обеспечения или СУБД, а также третьим лицам.

Все передаваемое программное обеспечение и СУБД не должно иметь ограничений со стороны Правообладателя (разработчиков) или иных лиц на их применение на всей территории Российской Федерации.

Техническое обслуживание, техническая поддержка программного обеспечения, в том числе СУБД, должна оказываться Правообладателем (разработчиком) или представителем Правообладателя, зарегистрированным на территории Российской Федерации, и с территории Российской Федерации.

Разработка программного обеспечения, в том числе программного обеспечения средств обеспечения информационной безопасности, должна проводится в соответствии со стандартами безопасной разработки программного обеспечения.

Технические средства обеспечения информационной безопасности должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями (правилами) по эксплуатации, разработанными разработчиками (производителями) этих средств, и иной эксплуатационной документацией на технические средства. При установке и настройке технических средств информационной безопасности должно обеспечиваться выполнение ограничений на эксплуатацию этих средств, в случае их наличия в эксплуатационной документации.

Применяемые технические средства обеспечения информационной безопасности должны быть обеспечены гарантийной и технической поддержкой.

В случае технической необходимости организации удаленного доступа к программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам обеспечения информационной безопасности, принимаются организационные и технические меры по обеспечению безопасности такого доступа, предусматривающие:

- определение лиц и устройств, которым разрешен удаленный доступ к

программным и программно-аппаратным средствам объекта, предоставление им минимальных полномочий при доступе к этим средствам;

- контроль доступа к программным и программно-аппаратным средствам объекта;

- защиту информации и данных при их передаче по каналам связи при удаленном доступе к программным и программно-аппаратным средствам объекта;

- мониторинг и регистрацию действий лиц, которым разрешен удаленный доступ к программным и программно-аппаратным средствам объекта, а также инициируемых ими процессов, анализ этих действий в целях выявления фактов неправомерных действий;

- обеспечение невозможности отказа лиц от выполненных действий при осуществлении удаленного доступа к программным и программно-аппаратным средствам объекта;

- обеспечение двухфакторной аутентификации при удаленном доступе.

При эксплуатации ОКИИ, указанных в пункте 1.3.4., в случае при необходимости создания тестовых копий необходимо применять технологии обезличивания персональных данных.

2.19.6. Проверка качества (оценка соответствия) цифрового оборудования, систем и технических средств обеспечения информационной безопасности

Проверке качества (оценке соответствия) подлежат программные и программно-аппаратные средства, обеспечивающие поиск, сбор, хранение, обработку, представление, распространение информации на объектах электросетевого комплекса АО «Мособлэнерго», в том числе технические средства обеспечения информационной безопасности.

Проверка качества (оценка соответствия) программных и программно-аппаратных средств и технических средств обеспечения информационной безопасности является внутренней системой испытаний и направлена на подтверждение:

- отсутствия уязвимостей и недостатков в составе программного обеспечения, способных привести к нарушениям проектных значений параметров выполнения целевых функций и (или) привести к технологическим нарушениям;

- выполнение встроенными средствами обеспечения информационной безопасности разумно достаточного набора функций безопасности, соответствующих по своим функциональным характеристикам требованиям нормативно-технической документации в области информационной

безопасности и условиям применения на объектах электросетевого комплекса АО «Мособлэнерго»;

- наличие в эксплуатационной документации описания условий безопасной эксплуатации;

- совместимость технических средств обеспечения информационной безопасности с автоматизированными системами управления технологическими процессами;

- реализации производителем-изготовителем, разработчиком мер по разработке безопасного программного обеспечения на всех этапах жизненного цикла в соответствии с ГОСТ Р 56939-2016;

- реализации производителем-изготовителем, разработчиком процедур устранения недостатков, уязвимостей и обновления программного обеспечения;

- отсутствия нарушений авторских прав на передачу и использование программного обеспечения на объектах электросетевого комплекса АО «Мособлэнерго».

3. ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ (ИТ) ОБЕСПЕЧЕНИЕ

3.1. Общие положения

3.1.1. Информационно-технологическое обеспечение (далее – ИТ-обеспечение) АО «Мособлэнерго» представляет собой совокупность организационных, технических, программных и методических решений, процессов и средств, обеспечивающих сбор, хранение, обработку, передачу, представление, защиту и использование информации в целях осуществления основной деятельности АО «Мособлэнерго» и принятия управленческих решений.

3.1.2. Основной целью АО «Мособлэнерго» в сфере ИТ-обеспечения является формирование устойчивой, безопасной, управляемой и технологически независимой ИТ-среды с преимущественным использованием отечественного программного обеспечения и технических решений, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации и организационно-распорядительных документов АО «Мособлэнерго».

3.1.3. ИТ-обеспечение включает в себя:

- ИТ-оборудование;
- программное обеспечение;
- корпоративные информационные системы;
- средства виртуализации;
- сетевую инфраструктуру;
- средства резервного копирования и восстановления данных;
- серверные помещения и иные элементы ИТ-инфраструктуры, обеспечивающие предоставление ИТ-сервисов пользователям.

3.1.4. В составе ИТ-оборудования рассматриваются серверы, системы хранения данных, оборудование резервного копирования и восстановления данных, оборудование сети передачи данных, средства виртуализации, автоматизированные рабочие места пользователей и иные технические средства, применяемые в ИТ-инфраструктуре АО «Мособлэнерго».

3.1.5. В составе программного обеспечения рассматриваются операционные системы, системы управления базами данных, средства резервного копирования, средства управления виртуальной инфраструктурой, системы мониторинга и управления инфраструктурой, корпоративные информационные системы, а также иные программные продукты, применяемые в деятельности АО «Мособлэнерго».

3.1.6. Основная цель развития ИТ-обеспечения заключается в формировании качественной информационной среды, гарантирующей своевременность и достоверность данных для принятия управленческих

решений.

3.2. Основные требования к информации и ИТ-сервисам

3.2.1. Информация, обрабатываемая в корпоративных информационных системах АО «Мособлэнерго», а также предоставляемые ИТ-сервисы должны соответствовать требованиям:

- конфиденциальности;
- целостности;
- доступности.

3.2.2. Конфиденциальность информации обеспечивается посредством:

- разграничения прав доступа по принципу минимально необходимых привилегий;
- идентификации и аутентификации пользователей;
- применения защищённых каналов связи и средств криптографической защиты информации в случаях, установленных требованиями законодательства и локальных нормативных документов;
- классификации информации по уровням доступа и правилам её передачи, хранения и обработки;
- ведения журналов событий безопасности и контроля действий пользователей с привилегированными правами.

3.2.3. Целостность информации обеспечивается посредством:

- применения механизмов контроля изменений и версионирования;
- регистрации и анализа событий, влияющих на состав, содержание и структуру данных;
- использования средств контроля целостности данных и программных компонентов;
- регламентации порядка внесения изменений в конфигурации, программное обеспечение и информационные ресурсы;
- ограничения круга лиц, имеющих право на изменение данных и настроек систем.

3.2.4. Доступность информации и ИТ-сервисов обеспечивается посредством:

- построения отказоустойчивой архитектуры;
- резервирования критичных компонентов ИТ-инфраструктуры;
- применения кластерных решений, средств виртуализации и иных механизмов повышения отказоустойчивости при наличии технической и экономической целесообразности;
- использования территориально распределённых и (или) георезервированных решений для критичных сервисов и данных;

- организации резервного копирования и восстановления;

- применения систем мониторинга, обеспечивающих своевременное выявление и устранение отказов, деградации производительности и иных нарушений функционирования.

3.3. Порядок развития и внедрения новых решений ИТ-обеспечения.

3.3.1. Развитие ИТ-обеспечения осуществляется в рамках реализации Стратегии цифровой трансформации АО «Мособлэнерго».

3.3.2. Основанием для формирования инициатив по созданию, развитию и модернизации решений ИТ-обеспечения являются:

- выявленные проблемные зоны и риски;

- потребности структурных подразделений АО «Мособлэнерго»;

- требования к повышению производительности, надёжности, безопасности и управляемости процессов;

- мероприятия по импортозамещению и повышению технологической независимости;

- необходимость развития действующего ИТ-ландшафта.

3.3.3. На основании свода краткосрочных и среднесрочных рисков формируется перечень проблемных зон предприятия. Данный перечень служит основой для анализа возможных решений в рамках стратегической сессии планирования. Результатом анализа становится определение ключевых проектов, направленных на устранение выявленных проблем. Реализация данных проектов должна обеспечивать достижение измеримого экономического эффекта.

3.3.4. При инициации проекта должны быть определены:

- цели проекта;

- ожидаемые результаты и показатели эффективности;

- функциональные, технические и интеграционные требования;

- требования информационной безопасности;

- предварительная оценка стоимости реализации и совокупной стоимости владения;

- состав заинтересованных подразделений и участников согласования.

3.3.5. Архитектура организации работ по цифровой трансформации предприятия формируется последовательно от стратегического уровня к уровню физической инфраструктуры в соответствии с таблицей № 1.

Таблица № 1. Архитектура организации работ по цифровой трансформации

№ пп	Домены (наименования этапов)	Подлежащие проработке и фиксации вопросы
1.	Стратегия и мотивация	Заинтересованные лица и стороны Драйверы бизнеса Цели Требования и ограничения Показатели
2.	Бизнес-деятельность	Процессы Подразделения Функции подразделений Продукты
3.	Данные	Данные физические Данные логические Цифровые двойники
4.	ИТ-приложения	Функции и системы Сервисы и микросервисы API Интеграции и потоки данных
5.	ИТ-инфраструктура	Серверы ЦОДы Технологические сервисы Шины, СУБД
6.	Физическая инфраструктура	Оборудование Производственные линии Площадки и сооружения Материалы

3.3.6. По результатам проработки вопросов, указанных в таблице № 1, подготавливаются:

- укрупнённый расчёт совокупной стоимости владения решением ИТ-обеспечения на период не менее трёх лет;
- экономическое обоснование целесообразности реализации проекта;
- предложения по составу закупаемого оборудования, программного обеспечения и средств защиты информации;
- оценка возможности интеграции с внутренними и внешними информационными системами;
- предложения по организационным изменениям, необходимым для внедрения решения.

3.3.7. Материалы по проекту выносятся на рассмотрение руководству АО «Мособлэнерго». Решение о целесообразности и приоритетности закупки, разработки, модернизации и внедрения решения ИТ-обеспечения принимается

руководством АО «Мособлэнерго» с учётом организационных затрат, рисков, требований информационной безопасности и совокупной стоимости владения.

3.3.8. Реализация утверждённых проектов осуществляется последовательно от уровня физической инфраструктуры к стратегическому уровню в соответствии с таблицей № 2.

Таблица № 2. Архитектура реализации утверждённых проектов цифровой трансформации

№ пп	Домены (наименования этапов)	Подлежащие проработке и фиксации вопросы
1.	Физическая инфраструктура	Оборудование Производственные линии Площадки и сооружения Материалы
2.	ИТ-инфраструктура	Серверы ЦОДы Технологические сервисы Шины, СУБД
3.	ИТ-приложения	Функции и системы Сервисы и микросервисы API Интеграции и потоки данных
4.	Данные	Данные физические Данные логические Цифровые двойники
5.	Бизнес-деятельность	Процессы Подразделения Функции подразделений Продукты
6.	Стратегия и мотивация	Заинтересованные лица и стороны Драйверы бизнеса Цели Требования и ограничения Показатели

3.3.9. Закупка, разработка и внедрение новых решений ИТ-обеспечения осуществляются с учётом актуальных и перспективных потребностей АО «Мособлэнерго», требований безопасности, совместимости с действующим ИТ-ландшафтом и экономической эффективности.

3.3.10. Решение о приобретении нового ИТ-решения, включая программное обеспечение, сервисы и инфраструктурные компоненты, принимается только после:

- проведения функционального тестирования;
- проверки соответствия требованиям информационной безопасности;

- оценки совместимости с действующим ИТ-ландшафтом;
- оценки производительности, отказоустойчивости и масштабируемости;
- оценки совокупной стоимости владения и санкционных рисков.

3.3.11. Проектирование и развёртывание новых решений ИТ-обеспечения должны включать:

- определение состава, структуры, источников и владельцев данных;
- проектирование архитектуры решения;
- разработку интерфейсов взаимодействия со смежными системами;
- определение требований к вычислительным, сетевым и дисковым ресурсам;
- оценку рисков и определение мер по их снижению;
- разработку мер по обеспечению информационной безопасности;
- подготовку эксплуатационной и пользовательской документации.

3.3.12. Перевод решения ИТ-обеспечения в промышленную эксплуатацию допускается только после:

- завершения тестирования в тестовой среде;
- завершения пилотного внедрения и, при необходимости, нагрузочного тестирования;
- устранения выявленных замечаний;
- подтверждения готовности интеграций со смежными системами;
- подтверждения соответствия требованиям информационной безопасности;
- оформления результатов испытаний и приёмки в установленном порядке.

3.3.13. Нарушение установленного порядка реализации проектов ИТ-обеспечения не допускается, поскольку может привести к:

- неэффективному использованию финансовых ресурсов;
- превышению допустимой нагрузки на вычислительные мощности и каналы связи;
- нарушению работы внедряемых и действующих корпоративных информационных систем;
- возникновению организационных противоречий между структурными подразделениями;
- снижению уровня информационной безопасности;
- увеличению сроков внедрения и стоимости владения решением.

3.4. Общие требования к решениям ИТ-обеспечения

На всех этапах жизненного цикла решений ИТ-обеспечения должна вестись и поддерживаться в актуальном состоянии эксплуатационная, проектная, техническая и пользовательская документация.

При выборе и проектировании решений ИТ-обеспечения приоритет должен отдаваться продукции отечественных производителей, в том числе программному обеспечению, включённому в установленном порядке в реестр российского программного обеспечения. Применение иностранных решений допускается только при отсутствии отечественных аналогов, удовлетворяющих функциональным, техническим и эксплуатационным требованиям, с обязательной оценкой санкционных рисков и совокупной стоимости владения.

Применяемое оборудование должно:

- иметь заводскую сборку;
- выпускаться серийно;
- официально поддерживаться производителем либо его уполномоченными партнёрами;
- иметь подтверждённую возможность сервисного сопровождения на территории Российской Федерации;
- не находиться в стадии снятия с поддержки на дату закупки либо иметь гарантированный период поддержки не менее 12 месяцев после ввода в эксплуатацию.

При проектировании, создании, модернизации и эксплуатации решений ИТ-обеспечения должны соблюдаться требования действующих организационно-распорядительных документов АО «Мособлэнерго», а также требования в области информационной безопасности, импортозамещения, лицензирования и эксплуатации технических средств.

При проектировании и реализации решений ИТ-обеспечения должны учитываться требования унификации и типизации, направленные на сокращение номенклатуры применяемых технических и программных средств, снижение эксплуатационных затрат и упрощение сопровождения.

При наличии технической возможности, подтверждённой документацией производителя, а также при соблюдении требований по производительности, надёжности, отказоустойчивости и информационной безопасности, для реализации решений ИТ-обеспечения должен рассматриваться приоритетный вариант использования виртуальной инфраструктуры.

При проектировании и развитии ИТ-инфраструктуры должен применяться подход, предусматривающий максимально возможную автоматизацию процессов развёртывания, конфигурирования, обновления, мониторинга,

масштабирования и управления с использованием специализированных средств оркестрации и управления конфигурациями.

Всё используемое программное обеспечение должно иметь правомерные основания использования, включая лицензии, подписки, сертификаты и иные документы, подтверждающие законность его применения. Должны быть организованы учёт лицензий, контроль соблюдения лицензионных условий и управление лицензионными рисками.

В составе закупаемого ИТ-оборудования и обеспечивающих систем серверных помещений должен предусматриваться комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП), состав которого определяется требованиями к надёжности и режиму эксплуатации соответствующего решения ИТ-обеспечения.

Сведения об ИТ-оборудовании, программном обеспечении, виртуальных ресурсах, конфигурациях, связях с ИТ-сервисами и ответственными лицами должны поддерживаться в актуальном состоянии на протяжении всего жизненного цикла решения.

3.5. Жизненный цикл решений ИТ-обеспечения.

3.5.1. Создание, изменение и модернизация решений ИТ-обеспечения осуществляются в соответствии с этапами жизненного цикла, указанными в таблице № 3.

Таблица № 3. Жизненный цикл решений ИТ-обеспечения

Наименование этапа	Краткое описание
1. Анализ	Выявление и фиксация потребностей в создании, развитии или модернизации решения ИТ-обеспечения; формирование требований; подготовка материалов для рассмотрения руководством АО «Мособлэнерго»
2. Проектирование	Разработка архитектуры решения; согласование с Департаментом информационных технологий и цифрового развития и службой информационной безопасности; подготовка проектной документации
3. Реализация	Выполнение работ по созданию, настройке, интеграции и подготовке решения ИТ-обеспечения к испытаниям
4. Внедрение	Проведение тестирования, пилотного внедрения, приёмочных мероприятий и ввод в промышленную эксплуатацию
5. Эксплуатация	Использование решения, мониторинг конфигурации и ресурсов, резервное копирование, обслуживание, сопровождение и поддержка пользователей
6. Вывод из эксплуатации	Оценка целесообразности дальнейшего использования, принятие решения о выводе из эксплуатации, миграция данных и сервисов, демонтаж и списание в установленном порядке

3.5.2. На этапе эксплуатации должны быть обеспечены:

- мониторинг конфигурации, доступности, производительности и загрузки ресурсов;
- резервное копирование и контроль возможности восстановления;
- сервисное обслуживание оборудования и программного обеспечения;
- сопровождение пользователей;
- управление инцидентами, изменениями и обновлениями;
- актуализация документации и учётных сведений.

3.5.3. Решение ИТ-обеспечения подлежит рассмотрению на предмет вывода из эксплуатации в случаях:

- несоответствия фактических характеристик оборудования или системы установленным требованиям;
- достижения предельного физического или морального износа;
- прекращения официальной технической поддержки производителем;
- отсутствия возможности перехода на поддерживаемые версии программного обеспечения;
- отсутствия возможности обеспечения запасными частями и комплектующими;
- экономической нецелесообразности дальнейшего ремонта, модернизации или сопровождения.

3.5.4. Решения ИТ-обеспечения, дальнейшее использование которых признано нецелесообразным, подлежат выводу из эксплуатации в установленном порядке с обязательным:

- обеспечением сохранности и, при необходимости, миграции данных;
- прекращением доступа пользователей и внешних подключений;
- актуализацией учётных сведений и документации;
- демонтажем, списанием и утилизацией оборудования и носителей информации в соответствии с требованиями законодательства и локальных нормативных документов.

3.6. Сервисное обслуживание.

Для ИТ-оборудования, программного обеспечения, корпоративных информационных систем и оборудования серверных помещений должно быть организовано сервисное обслуживание силами работников АО «Мособлэнерго» и (или) подрядных организаций.

К выполнению работ по сервисному обслуживанию допускаются организации и специалисты, квалификация которых подтверждена документально, в том числе сертификатами производителей, партнёрскими

статусами, сведениями о прохождении обучения и иными документами, подтверждающими наличие необходимых компетенций.

Сервисное обслуживание может осуществляться:

- дистанционно;
- на месте эксплуатации оборудования и систем;
- в комбинированном формате, если это предусмотрено условиями договора или внутренними регламентами АО «Мособлэнерго».

Организация, осуществляющая сервисное обслуживание, обязана обеспечить готовность к выезду специалистов на место эксплуатации оборудования и систем в случаях, когда удалённое устранение неисправности невозможно либо не обеспечивает восстановление работоспособности в требуемые сроки.

3.7. Заключительные положения раздела.

Требования настоящего раздела являются обязательными при планировании, проектировании, закупке, разработке, внедрении, эксплуатации, модернизации и выводе из эксплуатации решений ИТ-обеспечения в АО «Мособлэнерго».

Контроль соблюдения требований настоящего раздела осуществляется уполномоченными структурными подразделениями АО «Мособлэнерго» в пределах установленной компетенции.

4. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. Финансовое управление

Под финансовым управлением технической политикой АО «Мособлэнерго» необходимо понимать перечень осуществляемых процессов и функций, направленных на реализацию технической политики.

Основными инструментами финансового управления единой технической политикой являются:

- формирование экономически-обоснованных расходов с учетом реализации требований Положения для принятия тарифных решений;
- инвестиционное планирование и формирование инвестиционных программ, соответствующих требованиям Положения;
- предварительная экономическая оценка и анализ эффективности внедрения новых решений, оборудования и технологий;

Тарифные решения, источники финансирования и их объемы должны определяться исходя из потребностей по ремонту, техническому обслуживанию, новому строительству, реконструкции, расширению и техническому перевооружению с учетом схемных и технических решений, определенных настоящим Положением.

Новые технические решения, не применявшиеся ранее, должны сопровождаться технико-экономическим обоснованием. Для разработки данного обоснования могут привлекаться специализированные научные и проектные организации.

Инвестиционное планирование и формирование инвестиционных программ должно производиться на основании экономически обоснованного применения современной техники и передовых технологий, а также по результатам оценки эффективности внедрения инновационных решений посредством реализации пилотных проектов.

Расходование финансовых средств, выделяемых в рамках инвестиционных и ремонтных программ на внедрение новой техники и технологий, а также на реализацию «пилотных» проектов и НИОКР должно вестись строго по целевому назначению.

4.2. Информационная безопасность

4.2.1. Цели и задачи информационной безопасности.

Цели:

Отказоустойчивое функционирование информационной инфраструктуры АО «Мособлэнерго» путем обеспечения конфиденциальности, целостности и

доступности информации, обрабатываемой в информационных и автоматизированных системах (далее – информационные системы) АО «Мособлэнерго» путем выполнения организационно-технических мер информационной безопасности.

Задачи:

- обеспечение отказоустойчивого функционирования и безопасности информационных систем АО «Мособлэнерго»;
- повышение защищенности АО «Мособлэнерго» от возможного нанесения ему материального, репутационного или иного ущерба посредством случайного или преднамеренного несанкционированного вмешательства в процесс функционирования информационных систем АО «Мособлэнерго» или несанкционированного доступа к обрабатываемой в них информации и ее несанкционированного использования;
- исключение или существенное снижение негативных последствий (ущерба) в отношении АО «Мособлэнерго» вследствие нарушения функционирования информационных систем АО «Мособлэнерго» в результате реализации угроз безопасности;
- обеспечение выполнения требований по информационной безопасности при создании и функционировании информационных систем АО «Мособлэнерго»;
- количественная и качественная оценка вероятности реализации угроз и потенциального ущерба;
- выбор стратегии обращения с каждым выявленным риском: принятие, снижение, передача или избежание.

4.2.2. Основные принципы.

Обеспечение конфиденциальности, целостности и доступности информации в информационных системах АО «Мособлэнерго», функционирующих в условиях существования угроз в информационной сфере и обладающих информационно-технологическими ресурсами, подлежащими защите, должно быть реализовано в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- Федеральный закон «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» от 26.07.2017 № 187-ФЗ;
- Федеральный закон «О персональных данных» от 27.07.2006 № 152-ФЗ;
- Федеральный закон «О коммерческой тайне» от 29.07.2004 № 98-ФЗ;
- Федеральный закон «О противодействии неправомерному использованию инсайдерской информации и манипулированию рынком и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 27.07.2010 № 224-ФЗ;

- ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищённом исполнении. Общие положения»;

- ГОСТ Р ИСО/МЭК 27001-2021 «Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Системы менеджмента информационной безопасности. Требования»;

- ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования».

4.2.3. Основные требования.

Организационно-технические меры должны обеспечивать корректность функционирования информационной инфраструктуры и совместимость выбранных средств защиты информации с программным обеспечением и техническими средствами информационной инфраструктуры. Организационно-технические меры не должны оказывать отрицательного влияния на штатный режим функционирования информационной инфраструктуры.

Объекты защиты информации:

- автоматизированные рабочие места;
- серверы;
- сетевое оборудование;
- каналы связи;
- программируемые логические контроллеры, исполнительные устройства с установленным микропрограммным обеспечением;
- программное обеспечение.

Организационно-технические меры защиты:

- идентификация и аутентификация субъектов доступа и объектов доступа;
- управление доступом субъектов доступа к объектам доступа;
- ограничение программной среды;
- защита машинных носителей информации;
- регистрация событий безопасности;
- антивирусная защита;
- обнаружение (предотвращение) вторжений;
- контроль (анализ) защищенности информации;
- целостность автоматизированной системы управления и информации;
- доступность технических средств и информации;
- защита среды виртуализации;
- защита технических средств и оборудования;
- защита автоматизированной системы и ее компонентов;
- безопасная разработка прикладного и специального программного обеспечения;

- управление обновлениями программного обеспечения;
- планирование мероприятий по обеспечению защиты информации;
- обеспечение действий в нештатных (непредвиденных) ситуациях;
- информирование и обучение персонала;
- анализ угроз безопасности информации и рисков от их реализации;
- выявление инцидентов и реагирование на них (управление инцидентами);
- управление конфигурацией автоматизированной системы управления и ее системы защиты.

Выполнение вышеуказанных мер позволяет обеспечить технологическую независимость и безопасность объектов критической информационной инфраструктуры АО «Мособлэнерго».

4.3. Основные требования к автомобильной и специальной технике, механизации и оборудованию

4.3.1. Комплектование парка автомобильной и специальной техники (далее – техника) осуществляется на основе анализа потребности обеспечения функциональной деятельности АО «Мособлэнерго», учитывая количество условных единиц электросетевого оборудования, объем производственных задач и планируемых работ. При этом принимаются во внимание требования нормативно-правовых и локальных актов, а также принципы экономичности, оптимального использования ресурсов, поддержания технической готовности и безопасности эксплуатации на всех этапах жизненного цикла техники.

4.3.2. Виды техники и оборудования, используемые в целях обеспечения производственной, административной, хозяйственной деятельности в электросетевом хозяйстве АО «Мособлэнерго»:

- легковые автомобили – применяются для перевозки персонала (бригад) и легких грузов (инструменты, материалы и комплектующие), включая внутренние перевозки на территории объектов и между объектами;
- грузопассажирские автомобили – используется для транспортировки ремонтных бригад, инструмента, оборудования и материалов в условиях сложных природных и климатических условий на труднодоступных участках, болотистых местностях, а также для перевозки строительных материалов и оборудования на объекты с ограниченным доступом. Количество мест – 6 пассажиров + 1 водитель, наличие грузового отсека;
- грузовые автомобили – предназначены для перевозки различных типов груза в кузове или на платформе. Используются как для стандартных перевозок, так и для перемещения специфических конструкций и оборудования, требующих особых условий транспортировки (крупногабаритные и тяжеловесные грузы). Грузоподъемность от 1 500 кг до 12 000 кг;

- автогидроподъемники (АГП) – применяются для подъема людей и оборудования на высоту, в том числе для выполнения работ в труднодоступных местах (например, на высоковольтных линиях, при монтаже и обслуживании опор, трансформаторных подстанций). Оснащен гидравлическими системами, что позволяет обеспечивать точность и безопасность при выполнении высотных работ. Высота подъема от 12 м до 28 м;

- автомобильные краны (автокраны) – предназначены для подъема, перемещения и установки тяжелых и крупногабаритных грузов. Используются для монтажа оборудования и конструкций на строительных и ремонтных площадках, а также для обеспечения доступа к объектам, расположенным в ограниченных пространствах или на больших высотах (включая работы на строительных площадках и электросетевых объектах). Грузоподъемность в диапазоне от 16 т до 25 т;

- бурильно-крановые машины (БКМ) – выполняют функции бурения отверстий в грунте и установки опор для строительства электрических линий. Используются для подготовки места для монтажа опор, а также для установки вспомогательного оборудования и сооружений, необходимых для создания и поддержания инфраструктуры. Буровая установка бурит отверстия диаметром от 350 мм до 800 мм;

- крано-манипуляторные установки (КМУ) – предназначены для погрузки, разгрузки и транспортировки различных типов грузов, включая механическое перемещение и манипуляции с материалами, устройствами и оборудованием. Используются для монтажа и демонтажа крупногабаритных объектов и оснащены функционалом для точной работы в ограниченных пространствах. В зависимости от комплектации, шасси КМУ оснащены грузовой(бортовой) платформой для выполнения функционала грузового транспорта. Грузоподъемность КМУ от 1 500 кг до 10 000 кг;

- передвижные электростанции (ПЭС) – предназначены для обеспечения временного или резервного электроснабжения в труднодоступных местах, удалённых от централизованных источников питания или на местах аварийно-восстановительных работ. ПЭС обеспечивают автономную работу на объектах, временно восстанавливает электроснабжение и обеспечивает бесперебойное питание критически важных объектов. Номинальная мощность от 320 кВт до 508 кВт;

- седельные тягачи – предназначены для буксировки полуприцепов на дальние расстояния, включая транспортировку грузов с повышенной грузоподъемностью и в сложных дорожных условиях. Используются для перемещения тяжелых и крупногабаритных грузов в соответствии с требованиями безопасности и учета особенностей дорог;

- самоходные машины – экскаватор, экскаватор-погрузчик, трактор, вилочный погрузчик, снегоболотоход – выполняют работы по разработке грунта, транспортировке материалов и оборудования, а также специализированные работы на объектах. Техника оснащена навесным оборудованием, что позволяет эффективно использовать ее в самых разнообразных условиях (строительство, реконструкция, планировка и др.);

- электротехнические лаборатории (ЭТЛ) – используются для диагностики, измерений и испытаний электрических систем и оборудования, включая работу на линиях электропередачи, трансформаторных подстанциях и других объектах энергетической инфраструктуры. ЭТЛ оснащены современными измерительными приборами, что позволяет точно проводить контроль качества и надежности электрических установок;

- прицепы и полуприцепы – используются для транспортировки ДГУ, строительных материалов, спецоборудования и различного груза на большие расстояния. Обеспечивают стабильную перевозку в любых погодных и дорожных условиях, обеспечивая высокую грузоподъемность и эффективность при перевозке материалов с ограничениями по весу или объему. Исполняют дополнительные функции согласно характеристикам оснащённого оборудования: измельчитель древесины, прикрытие, раскатка, компрессор, роспуск;

- мобильные аварийно-ремонтные мастерские (МАВР) – предназначены для проведения восстановительных и ремонтных работ на электрических линиях, а также для оперативного восстановления повреждений в ходе аварийно-восстановительных работ. Оснащена необходимым инструментом и оборудованием для выполнения всех видов ремонтных работ на месте происшествия. Наличие отдельного изотермического кунга;

- дизель-генераторные установки (ДГУ) – выполняют функции автономного источника электроэнергии в случаях нестабильного или отсутствия централизованного электроснабжения, а также используются для обеспечения резервного питания критически важных объектов. Номинальная мощность от 48 кВт до 1 000 кВт.

4.3.3. Ведение эксплуатационной документации обеспечивается службой механизации и транспорта филиала АО «Мособлэнерго» с использованием электронных систем учета и хранения данных. Включает учетные карточки ТС, историю ТОиР, дефектные ведомости, заказ-наряды, учет шин/АКБ, путевую документацию, журналы предрейсового/послерейсового контроля, а также архивирование подтверждающих документов в соответствии с установленными регламентами и требованиями цифровой трансформации, а также контролируют исправность и сверку данных телематики (ГЛОНАСС/тахографы) для контроля

режимов эксплуатации, пробега, простоев, расхода топлива и соблюдения маршрутов, режимов работы водителей.

4.3.4. Техника и оборудование филиалов АО «Мособлэнерго» используются исключительно в производственных целях. Передача/использование техники, и оборудования иными подразделениями допускается только по решению директора филиала в установленном порядке, с фиксацией ответственности за сохранность и безопасную эксплуатацию. Передача техники между филиалами АО «Мособлэнерго» осуществляется на основании письменного распоряжения заместителя Генерального директора по направлению деятельности.

4.3.5. Основной формой использования техники при выполнении производственных задач является ее закрепление за конкретными водителями, допущенными к управлению приказом директора филиала АО «Мособлэнерго».

4.3.6. Обязанности должностных лиц в сфере эксплуатации техники и оборудования устанавлива.1ются должностными инструкциями и локальными нормативными актами, утвержденными директором филиала АО «Мособлэнерго».

4.4. Нормативно-техническое управление

Основным принципом нормативно-технического управления технической политикой АО «Мособлэнерго» является соответствие всех нормативно-технических документов требованиям настоящего Положения.

К данным документам относятся:

- регламенты и положения об основных процессах и видах деятельности;
- положения о структурных подразделениях;
- внутренние локальные нормативные акты.

Утверждение настоящего Положения предусматривает последующую конкретизацию и развитие отдельных его разделов и требований с разработкой нормативно-технических, методических документов, а также стандартов и технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям, предусмотренных к применению или внедрению в АО «Мособлэнерго» в соответствии с данным документом.

Проектная документация, используемая АО «Мособлэнерго» для строительства электросетевых объектов, должна соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», градостроительному кодексу РФ, Правилами устройства электроустановок (изд.6,7), Правилами эксплуатации электрических станций и сетей РФ, ГОСТ Р 21.101-2026, СНиП и

иными нормативными документами, а также требованиям АО «Мособлэнерго» в области проектирования.

К разработке проектной документации допускаются проектные организации, аккредитованные в системе СРО, предоставившие выписку из реестра членов СРО по форме утвержденной Приказом Ростехнадзора от 16.02.2017 №58 «Об утверждении формы выписки из реестра членов саморегулируемой организации», имеющие опыт проектирования распределительных электросетевых объектов, руководствующиеся в своей деятельности настоящим Положением, нормативными актами, документами и стандартами, принятыми для исполнения в АО «Мособлэнерго».

Перечень объектов, подлежащих проектированию, должен соответствовать перечню объектов, определенных инвестиционной программой по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению с разбивкой по годам.

На момент проведения торгов на выполнение проектно-изыскательских работ (ПИР) объекты, подлежащие проектированию, должны иметь комплект разрешительной документации в составе:

- акт выбора трассы (площадки) объекта;
- ситуационный план о месте нахождения объекта;
- согласования прохождения (нахождения) объекта с организациями, чьи интересы затрагивает строительство, реконструкция объекта;
- ТУ организаций, чьи интересы затрагивает строительство или реконструкция электросетевого объекта;
- утвержденное Задание на выполнение ПИР с указанием обоснованных сроков проектирования;
- решение по землеустроительным делам.

По завершению проектно-изыскательских работ, проектная документация должна пройти согласования:

- с организациями, чьи интересы затрагиваются при строительстве или реконструкции электросетевого объекта;
- с территориальными подразделениями Ростехнадзора;
- с энергосбытовыми организациями, а также получить положительное заключение экспертного органа.

В проектах должна быть дана оценка принятым проектным решениям на их соответствие требованиям настоящего Положения, политике в области энергосбережения и эффективного использования электрической энергии, требованиям пожарной безопасности, требованиям по охране окружающей среды.

Проектная документация должна идентифицироваться (получать шифр) и

вноситься в единый реестр проектно-сметной документации для учета и хранения в банке данных (архиве).

После завершения строительства объекта, передается исполнительная документация с полным обоснованием и отображением всех отступлений и изменений, происшедших в процессе строительства. На основании вышеуказанных данных должен формироваться паспорт объекта.

В процессе эксплуатации объекта, информация о проведенных ремонтных и восстановительных работах вносится в паспорт объекта, который должен обеспечить получение объективной информации о техническом состоянии объекта, а также позволить принимать решения о проведении реконструкции и техническом перевооружении объекта в целом или частично.

Разработка проектной документации, как правило, должна производиться с применением автоматизированных систем проектирования (САПР), прикладных программных комплексов, а также на основе использования унифицированных типовых проектных решений.

4.5. Организационное управление

Подразделением, организующим формирование, реализацию и управление технической политикой АО «Мособлэнерго» является департамент эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов или другое подразделение решающее функциональные задачи в рамках направления своей деятельности:

- разработка и реализация Положения о технической политике и организация деятельности по техническому развитию;
- проведение анализа внешних и внутренних условий функционирования АО «Мособлэнерго» в области технического и технологического обеспечения и развития;
- участие в разработке инвестиционных программ АО «Мособлэнерго»;
- планирование стратегии технического и технологического развития АО «Мособлэнерго»;
- организация разработки экологической политики АО «Мособлэнерго».

Коллективным совещательным и консультативным органом, образованным в целях выработки научно-технической политики, внедрения достижений отечественной и зарубежной науки и техники, прогрессивных технологий и передового опыта, координации планов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по проблемам развития распределительного сетевого комплекса является Научно-технический совет АО «Мособлэнерго».

Основной задачей Научно-технического совета АО «Мособлэнерго» является определение приоритетных и перспективных направлений научно-

технической и инновационной политики, способствующих повышению эффективности деятельности и ускорению научно-технического развития распределительных электрических сетей.

Подразделения АО «Мособлэнерго» в процессе управления технической политикой в своей деятельности должны обеспечивать исполнение требований Положения.