ФорвардЭнерго

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ПАО «Форвард Энерго»
_____ В. Е. Кожевников
«____» _____ 2025 г.

Система менеджмента качества

Положение

Техническая политика Общества

ПЛ 11 – 2025

Введен в действие с «10» 06 2025 г.		
Статус экземпляра	№ экз.	

Челябинск

Содержание

1 Область применения ... 4
2 Нормативные ссылки ... 5
3 Термины и определения ... 13
4 Обозначения и сокращения ... 13
5 Общие положения ... 14
5.1 Цели Технической политики ... 14
5.2 Задачи Технической политики ... 14
5.3 Принципы Технической политики ... 15
6 Инструменты реализация Технической политики ... 17
6.1 Производственные и инвестиционные программы ... 17
6.2 «Пилотное» внедрение новых видов оборудования на объектах ... 18
6.3 Привлечение специализированных экспертных организаций ... 19
7 Требования технической политики ... 20
7.1 Требования к проектируемым объектам ... 20
7.2 Требования к новому строительству, расширению, реконструкции, техническому перевооружению теплоэлектростанций, котельных, тепловых сетей, а также электростанций на основе использования возобновляемых источников энергии ... 21
7.3 Требования к основному и вспомогательному оборудованию ... 30
7.4 Требования к релейной защите и автоматике ... 94
7.5 Требования к системам управления ... 115
7.6 Требования к эксплуатации оборудования электростанций, котельных и тепловых сетей 181
7.7 Требования к техническому обслуживанию и ремонту оборудования ... 192
7.8 Требования к зданиям и сооружениям ... 194
7.9 Цифровизация и информационные технологии (за исключением систем автоматизации технологических процессов) ... 195
7.9.1 Принципы построения ИТ-ландшафта и цифровизации (за исключением систем автоматизации технологических процессов) ... 195
7.9.2 Требования к обеспечению информационной безопасности ... 195
7.9.3 Управление жизненным циклом информационных технологий (за исключением автоматических систем управления технологическими процессами) ... 195
7.9.4 Требования к оборудованию ... 197
7.9.5 Требования к программному обеспечению ... 203
7.9.6 Требования к прикладному программному обеспечению ... 203
7.9.7 Требования к системе хранения данных ... 205
7.9.8 Требования к системе резервного копирования, восстановления и архивирования 206
7.9.9 Требования к программному обеспечению для управления инфраструктурой ИТ ... 206
7.10 Обеспечение надежности оборудования ... 207

7.11 Предупреждение аварийности, чрезвычайных ситуаций и пожаров на энергообъектах Общества 209
7.12 Повышения эффективности 211
7.13 Аттестация оборудования, технологий и материалов 212
7.14 Обучение, инструктаж персонала Общества по обслуживанию вновь вводимого (реконструированного) оборудования 213
7.15 Экологическая безопасность, топливообеспечение, водоснабжение и водоотведение 213
8 Нормативное обеспечение реализации Технической политики 214
Лист ознакомления 215
Лист изменений 216

1 Область применения

1.1 Техническая политика Общества (далее – Техническая политика) - система мер, проводимая руководством Общества в области повышения качества, ресурсосбережения, организационно-технического развития производств как компонентов целевой подсистемы системы менеджмента.

1.2 Техническая политика направлена на достижение стратегических целей в области обеспечения конкурентоспособности продукции, технологий, производства, других аспектов деятельности Общества и не должна противоречить целям и задачам ПАО «Форвард Энерго» в области системы менеджмента качества, системы управления охраной труда, системы управления экологической безопасностью и системы управления промышленной безопасностью.

1.3 Соблюдение требований Технической политики является обязательным для ПАО «Форвард Энерго» и других юридических лиц Группы «Форвард Энерго»[1] (далее Общество).

1.4 Техническая политика определяет систему целей, способов и форм воздействия, направленных на получение совокупности новых технических решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, технического уровня и промышленной безопасности, создание и освоение новых технологий и техники передачи и распределения электроэнергии при строительстве, модернизации эксплуатации принадлежащих Обществу объектов электроэнергетики

1.5 Техническая политика разработана на основе требований действующей нормативной документации, отраслевых руководящих документов в области электроэнергетики, строительства, реконструкции, ремонтов, эксплуатации объектов энергетики.

1.6 Владельцем данного документа является служба эксплуатации и режимов тепломеханического оборудования технического департамента ПАО «Форвард Энерго», которая несет ответственность за:

– сбор и анализ замечаний и предложений по документу, их учет при подготовке новой редакции документа;

– пересмотр и актуализацию документа по мере необходимости, верификацию документа не реже 1 раза в 3 года;

– обеспечение взаимоувязки с действующими документами СМК.

1.7 Для управления Технической политикой, координации работ по разработке и организации внедрения новой техники и технологий, направленных на повышение эффективности функционирования энергетического комплекса, снижение издержек его эксплуатации, ремонта и повышения надежности его работы, соблюдения требований промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды, действует Технический совет Общества в соответствии с ПФ 003.

1.8 Любой сотрудник, на которого распространяется область применения данного документа, или сотрудник, использующий результаты деятельности, осуществляемой в соответствии с данным документом, может инициировать внесение в него изменения по согласованию с его разработчиком. В случае разногласий с разработчиком документа инициатор изменения может вынести изменение документа на согласование с протоколом разногласий на руководителя, утвердившего документ.

[1] При наличии приказа или иного документа о присоединении к документам ПАО «Форвард Энерго»

1.9 Срок действия настоящей Технической политики – 10 лет с пересмотром 1 раз в год.

2 Нормативные ссылки

В настоящей инструкции использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

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

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

Федеральный закон от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений

Федеральный закон от 26.07.2017 г. № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»

Федеральный закон от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Постановление Правительства РФ «Об утверждении Правил квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии и (или) являющегося низкоуглеродным генерирующим объектом, Правил определения степени локализации на территории Российской Федерации производства генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии по генерирующему объекту и показателя экспорта промышленной продукции (генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии) и (или) работ (услуг), выполняемых (оказываемых) при проектировании, строительстве и монтаже генерирующих объектов, расположенных на территориях иностранных государств, по генерирующему объекту, Правил ведения реестра атрибутов генерации, предоставления, обращения и погашения сертификатов происхождения электрической энергии»

Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденные приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 115

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937

Правила технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 04.10.2022 г. №1070

Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556

Правила устройства электроустановок (7-ое издание) в действующей редакции

Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, порядок утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, внесения изменений в сведения о них, порядок выдачи сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, формы сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядок их нанесения, утвержденные приказом Минпромторга от 28.08.2020 г. № 2905

Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержание свидетельства о поверке, утвержденные приказом Минпромторга России от 31.07.2020 №2510

Приложение № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Автоматизированные информационно-

измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования»

Приложение №11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектовоптового рынка электрической энергии и мощности «Формат и регламент предоставления результатов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам»

Приложение №11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектовоптового рынка электрической энергии и мощности «Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ»

Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетки и ее поддержанию, утвержденные приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81

Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 98

Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 г.N 101

Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 г. № 97

Требования к релейной защите и автоматике различных видов, и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденные приказом Минэнерго России от 10.07.2020 г. № 546

ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»

ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»

Руководящий документ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации», утвержденный решением председателя Государственной технической комиссии при Президенте РФ от 30.03.1992 г.

РД 10-249-98 Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды

РД 10-400-01 Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей

РД 34.11.202-95 Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации

РД 34.11.321-96 Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций

РД 34.11.408-91 Типовая программа метрологической аттестации каналов телеизмерений оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления

РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем

РД 153-34.0-02.306-98 Правила организации контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных

РД 153-34.1-37.532.4-2001 Общие технические требования к системам химико-тенологического мониторинга водно-химических режимов тепловых электростанций (ОТТ СХТМ ВХР ТЭС)

РД 153-34.1-35.137-00 Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники

РД 153-34.1 39.504-00 Общие технические требования к арматуре ТЭС (ОТТ ТЭС-2000)

РД-3-ВЭП Руководящий документ по применению сильфонных компенсаторов

ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества. Требования (Переиздание)

ГОСТ 4.148-85 Система показателей качества продукции. Устройства комплектные низковольные. Номенклатура показателей

ГОСТ Р 8.585-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений длины и времени распространения сигнала в световоде, средней мощности, ослабления и длины волны оптического излучения для волоконно-оптических систем связи и передачи информации

ГОСТ Р 8.654-2016 Государственная система обеспечения единства измерений. Фотометрия. Термины и определения

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

ГОСТ 8.674-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. защитное заземление. Зануление

ГОСТ 12.1.044-2018 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.14-75 Система стандартов безопасности труда. кабели и кабельная арматура. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

ГОСТ 22.2.04-2012 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные правила и положения

ГОСТ 24.104-2023 Единая система стандартов автоматизированных систем управления.

Автоматизированные системы управления. Общие требования

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные

ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия

ГОСТ 27883-88 Средства измерения и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016 Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования

ГОСТ Р 70628.1-2023 Трубопроводы из пластмасс для водоснабжения, дренажа и напорной канализации. Полиэтилен (ПЭ). Часть 1. Общие требования

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы измерений)

ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования

ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования

ГОСТ 1050-2013 Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия

ГОСТ 11645-2021 Пластмассы. Методы определения показателя текучести расплава термопластов

ГОСТ 13033-84 ГСП. Приборы и средства автоматизации электрические аналоговые. Общие технические условия

ГОСТ 14918-2020 Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.6-75 Система стандартов безопасности труда. Аппараты электрические коммутационные на напряжение до 1000 В. Требования безопасности

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

ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 8865-93 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация

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

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим воздействующим факторам

ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R примерно равно 1,5DN). Конструкция

ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция

ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция

ГОСТ 17380-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия

ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия

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

ГОСТ 29176-91 Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока

ГОСТ 30244-94 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 30402-96 Материалы строительные. Метод испытания на воспламеняемость

ГОСТ 30732-2020 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия

ГОСТ 30804.3.2-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока с техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30804.3.3-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.2-2013 Совместимость технических средств электромагнтная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.3-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.4-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.11-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30805.22-2013 Совместимость технических средств электромагнитная.

Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0.Оборудование. Общие требования

ГОСТ 31816-2012 Оценка соответствия. Применение знаков, указывающих о соответствии

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s

ГОСТ 31893-2012 Оценка соответствия. Система стандартов в области оценки соответствия

ГОСТ 32137-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний

ГОСТ 32415-2013 Трубы напорные из термопластов и соединительные детали к ним для систем водоснабжения и отопления. Общие технические условия

ГОСТ 32935-2014 Компенсаторы сильфонные металлические для тепловых сетей. Общие технические условия

ГОСТ Р 22.2.05-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Нормируемые метрологические и точностные характеристики средств контроля и испытаний в составе сложных технических систем, формы и процедуры их метрологического обслуживания. Основные положения и правила

ГОСТ Р 27.102-2021 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения

ГОСТ Р 50628-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость машин электронных вычислительных персональных к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.1-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчиость. Виды испытаний

ГОСТ Р 51317.4.3-2006 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.5-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.6-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.6.5-2006 Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и постанциях. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.16-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кгц. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.17-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 53603-2020 Оценка соответствия. Схемы сертификации продукции в Российской Федерации

ГОСТ Р 53779-2010 Оценка соответствия. Применение систем менеджмента. Принципы и требования

ГОСТ Р 54008-2022 Оценка соответствия. Схемы декларирования соответствия

ГОСТ Р 58972-2020 Оценка соответствия. Общие правила отбора образцов для испытаний продукции при подтверждении соответствия

ГОСТ Р 58984-2020 Оценка соответствия. Порядок проведения инспекционного контроля в процедурах сертификации

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

ГОСТ Р 53295-2009 Средства огнезащиты для стальных конструкций. Общие требования. Метод определения огнезащитной эффективности

ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия

ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определинию времени до насыщения при коротких замыканиях

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

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

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

ГОСТ Р МЭК 60950-2002 Безопасность оборудования информационных технологий

ГОСТ Р МЭК 61326-1-2014 Оборудование электрическое для измерения, управления и лабораторного применения. Требования электромагнитной совместимости. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам

ГОСТ IEC 61508-3-2018 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению

ГОСТ Р МЭК 61508-4-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 4. Термины и определения

ГОСТ Р МЭК 61508-5-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 5. Рекомендации по применению методов определения уровней полноты безопасности

ГОСТ Р МЭК 61508-6-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 6. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61508-2 и ГОСТ Р МЭК 61508-3

ГОСТ Р МЭК 61508-7-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 7. Методы и средства

ГОСТ IEC 60255-5-2014 Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания

ГОСТ IEC 60947-2017 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие правила

ГОСТ IEC 60947-6-1-2016 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 6-1. Аппаратура многофункциональная. Аппаратура коммутационная переключения

ГОСТ IEC 61000-4-12-2016 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне

ГОСТ IEC 61439-1-2013 Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р ИСО 2859-4-2023 Статистические методы. Процедуры выборочного контроля по альтернативному признаку. Часть 4. Оценка соответствия заявленному уровню качества

ГОСТ ISO/IEC 17011-2018 Оценка соответствия. Требования к органам по аккредитации, аккредитующим органы по оценке соответствия

ГОСТ Р ИСО/МЭК 17021-1-2017 Оценка соответствия. Требования к органам, проводящим аудит и сертификацию систем менеджмента. Часть 1. Требования

ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-1-2009 Оценка соответствия. Декларация поставщика о соответствии. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-2-2009 Оценка соответствия. Декларация поставщика о соответствии. Часть 2. Подтверждающая документация

ТУ 4859-001-29425915-2007 Композиция противокоррозионная «Магистраль»

СП 2.4.3648-20 Санитарно-эпидемиологические требования к организациям воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи

СП 41-105-2002 Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из тальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке

СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003

СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76

СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНИП 41-02-2003

СП 131.13330.2020 Строительная климатология СНиП 23-01-99

СП 484.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования

СО 34.04.181-2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей

Методические указания по проведению испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов и алгоритмов их функционирования

Методические указания по проверке параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов

МИ 2999-2022 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа

МИ 2174-91 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения

МИ 2891-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к программному обеспечению средств измерений

Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей, утвержденная главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР от 27.02.1979

СТО 70238424.27.100.010-2011 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.078-2009 Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

И 6.3-020-2024 Управление изменениями в области информационных технологий

И 6.3-055-2022 Управление информационной безопасностью. Требования к пользователям

И 6.3-060-2024 Предоставление ИТ-сервисов

И 6.3-070-2024 Управление ИТ-мощностями, ИТ-оборудованием и копировально-множительной техникой

И 6.3-128-2024 Сопровождение и изменение бизнес-приложений

И 6.3-161-2024 Техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики

И 6.3-204-2022 Техническое обслуживание и ремонт. Формирование и контроль исполнения программы

И 6.3-223-2024 Архитектурный надзор в области информационных технологий

И 6.3-258-2024 Управление ИТ-проектами

И 7.6-106-2024 Метрологическое обеспечение

ПФ 003-2019 Технический совет, техническая комиссия, техническое совещание

РК 006-2020 Построение цифровой платформы в Общества

3 Термины и определения

В настоящем положении применяются термины и определения в соответствии со словарем терминов и определений.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем положении использованы обозначения и сокращения в соответствии со справочником сокращений и таблицей 1.

Таблица 1 – Обозначения и сокращения

Сокращение	Расшифровка
АВРЧМ	автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности
АИИС	автоматизированная информационно-измерительная система
АСУП	автоматизированные системы управления производством
ИАСУ КУ	интегрированная автоматизированная система управления коммерческим учетом
ИВКЭ	информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИСИС	информационно-измерительные системы
ПЛУ	пошаговое логическое управление
ПТК	програмно-технический комплекс
ПЭНД	полиэтилен низкого давления
РОДО	раннее обнаружение дефектов оборудования
САУМ	система автоматического управления мощностью
СМО	система мониторинга оборудования
СУБД	система управления базами данных
УВК	управляющий вычислительный комплекс
УССВ	устройство синхронизации системного времени
ЦКС	циркулирующий кипящий слой
ЦКСАРЧМ	центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности
ЦСАРЧМ	централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности

5 Общие положения

5.1 Цели Технической политики

Целями Технической политики являются:

а) надёжное производство электрической и тепловой энергией;

б) снижение себестоимости производства электрической и тепловой энергии при сохранении надёжности и эффективности оборудования;

в) соблюдение экологических норм в соответствии с принятыми РФ международными обязательствами, законодательными актами и нормативной документацией РФ;

г) соблюдение требований охраны труда, пожарной и промышленной безопасности.

5.2 Задачи Технической политики

Задачи Технической политики:

а) опережающее развитие генерирующих мощностей с учётом прогнозируемого энерго- и теплопотребления и для преодоления тенденции морального и физического старения основных фондов;

б) обеспечение готовности генерирующего оборудования, в том числе генерирующего оборудования ВИЭ, к регулированию частоты, мощности, напряжения и оказанию других системных услуг ЕЭС России;

в) обеспечение устойчивой и безопасной работы электростанций, котельных, тепловых

сетей, автоматизация и создание единой информационной системы управления;

г) минимизация повреждений и времени восстановления нормального режима работы оборудования при возникновении аварийных ситуаций и технологических нарушений;

д) снижение издержек на эксплуатацию и поддержание работоспособности энергообъектов;

е) минимизация удельных расходов топлива на выработку электрической и тепловой энергии;

ж) рациональное использование всех видов ресурсов и снижение образования отходов;

и) использование наилучших доступных технологий и оборудования, для снижения выбросов и сбросов загрязняющих веществ;

к) минимизация воздействия на окружающую среду, в том числе за счет внедрения наилучших доступных технологий, обеспечивающих снижение сбросов загрязняющих веществ в водные объекты, выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, объемов образования отходов производства и потребления;

л) безопасность.

5.3 Принципы Технической политики

5.3.1 Общие принципы Технической политики

Общие принципы Технической политики включают:

а) прозрачность и обоснованность принимаемых технических решений;

б) унификацию оборудования и технологий на базе апробированных решений;

в) локализация вновь вводимого генерирующего оборудования;

г) использование передовых технологий энергоэффективности, повышение эффективности топливоиспользования;

д) интеграцию усилий сторонних научных, проектных, строительных и иных организаций для принятия оптимальных технических решений;

е) внедрение и применение наилучших доступных технологий;

ж) движение к полной автоматизации всех технологических процессов, с возможностью ручного управления.

5.3.2 Принципы Технической политики при проектировании объектов нового строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения и модернизации оборудования

5.3.2.1 Основным критерием при проектировании нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов тепловой генерации должен являться долгосрочный прогноз электро- и теплопотребления региона расположения объектов.

Проектирование новой электростанции на ВИЭ (увеличения мощностей существующей электростанции на ВИЭ) должно осуществляться на основе разработанной и согласованной АО «СО ЕЭС» схемы выдачи мощности и результатах ветромониторинга, солнечной радиации в районе предполагаемого строительства.

В основе выбора проектных решений должен лежать критерий технико-экономической эффективности с обязательным учетом основных направлений Технической политики.

За основу проектов нового строительства, расширения, реконструкции и технического

перевооружения берутся долгосрочные программы развития, в том числе - утвержденные схемы электро- и теплоснабжения, а также разработанные на их основе программы строительства, реконструкции и технического перевооружения, учитывающие прогнозные оценки динамики и режимы электро- и теплопотребления с учётом перечисления е) 5.3.1.

5.3.2.2 При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении дополнительно учитывают:

а) оснащение объекта системами и устройствами технологического управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, обеспечивающие повышение работоспособность, надежностьи живучесть объекта в целом;

б) анализ надежности объекта и оборудования (статистику аварийности, акты и протоколы оценки технического состояния).

5.3.2.3 Для повышения технического уровня и качества проектной документации должен применяться принцип конкурсного отбора и выбора проектных организаций, обладающих наиболее высоким уровнем квалификации.

5.3.2.4 Вся проектная документация должна выполняться в соответствии с требованиями законодательных актов, отраслевых нормативных документов и локальных нормативных актов Общества.

5.3.2.5 Все вновь разрабатываемые функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения, применяемые в проектировании (далее проектные решения), должны проходить обязательную проверку расчетами, а при необходимости специальными испытаниями и/или проходить независимую экспертизу.

5.3.2.6 Все реализуемые проектные решения должны размещаться в электронном техническом архиве Общества, а информация о наиболее успешных – в обязательном порядке доводиться до сведения технического персонала Общества, для оценки возможности дальнейшего применения, также до сведения технического персонала должная доводится информация о неуспешных проектных решениях, с целью предотвращения повторных ошибок.

5.3.3 Принципы Технической политики в области информационных технологий (кроме автоматизации технологических процессов)

5.3.3.1 В Обществе в области информационных технологий (за исключением автоматизации технологических процессов) применяется принцип категорийности информационных технологий.

Информационные технологии подразделяются на следующие категории:

- «Стандарт»;
- «Допустимая»;
- «Запланированная»;
- «Подлежащая оценке»;
- «Устаревшая»;
- «Нестандартная».

Применяемая технология классифицируется как «Стандарт», если она является обязательной к применению в рамках Общества. Технология «Стандарт» предназначена для использования при разработке новых технических решений, а также при обновлении существующих.

5.3.3.2 Включение новых технических решений в состав технологий категории «Стандарт» возможно при условии отсутствия технических решений с аналогичной функциональностью, эксплуатируемых в Обществе.

5.3.3.3 Информационная технология классифицируется как:

а) «Допустимая», если она предназначена для использования при согласованных исключениях к утвержденным решениям с конкретными бизнес-обоснованиями и не предназначена для новых платформ;

б) «Запланированная», если она рассматривается как следующий возможный стандарт, возможность её применения рассматривается при проектировании новых технических решений наряду со стандартными технологиями;

в) «Подлежащая оценке», если она требует оценки целесообразности применения для бизнеса;

г) «Устаревшая», если она выведена из эксплуатации и не допускается к использованию для инвестиций и новых решений. Допустимо применение технологий категории «Устаревшая» для приложений при необходимости обеспечения работы с накопленными данными в случае технической невозможности переноса этих данных на новую платформу.

Технологии категории «Нестандартная» не допустимы к использованию в Обществе.

6 Инструменты реализация Технической политики

Техническая политика распространяется на все стадии (процессы) жизненного цикла производственных объектов:

– создание новых производственных объектов, в том числе планирование их размещения, проектирование и строительство, техническое перевооружение и реконструкция действующих производственных объектов;

– эксплуатация производственных объектов, в том числе ремонт, техническое обслуживание, оперативно-технологическое управление и обеспечение топливными ресурсами;

– вывод из эксплуатации производственных объектов.

6.1 Производственные и инвестиционные программы

Основным инструментом реализации Технической политики является система производственных и инвестиционных программ. С целью реализации технической политики разрабатываются долгосрочные, среднесрочные и годовые программы. При составлении программ необходимо учитывать влияние их реализации на экономику Общества в целом. Кроме того, рекомендуется предусматривать вариантность программ в долгосрочной перспективе.

Все программы реализуются в рамках стратегии Общества, на основе требований Технической политики.

6.1.1 Механизмы реализации программ:

а) проекты нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения, в которых применение новых технических решений, оборудования и технологий должно регламентироваться на основе требований Технической политики;

б) целевые программы внедрения новой, более совершенной техники;

в) научно-технические услуги и нормативно-техническое обеспечение.

6.1.2 Плановый период долгосрочной программы – 10 лет. При подготовке долгосрочной программы учитывается вся совокупность внешних возможностей и угроз, оказывающих влияние на деятельность станций, котельных и тепловых сетей, в том числе прогнозы энергопотребления, ввода мощностей, ужесточение экологических требований. Долгосрочные программы пересматриваются в соответствии с изменением условий функционирования 1 раз в 5 лет. Долгосрочные программы формируются на основании прогнозов развития Общества в долгосрочной перспективе, с учётом генеральной схемы развития теплоснабжения городов присутствия.

6.1.3 Плановый период среднесрочной программы – 6 лет. Среднесрочные программы формируются на основании долгосрочной программы с учетом фактического исполнения программы за прошедшие периоды. По итогам прошедшего года среднесрочные программы формируются на каждые последующие шесть лет. Среднесрочные производственные программы формируются исходя из состояния конкретных единиц оборудования. Учитывается состояние оборудования, тенденция его изменения, выполнение программы за прошлый период.

6.1.4 Выбор метода воздействия на действующее оборудование осуществляется с использованием информации:

а) о моральном и физическом износе объекта;
б) надежности различных видов оборудования;
в) стоимости метода воздействия;
г) стоимости обслуживания разных типов оборудования.

Перечень проектов технических воздействий, целесообразных к реализации в планируемом периоде формируется на основании долгосрочной производственной программы с учетом состояния конкретных единиц оборудования, динамики его изменения (на основе статистики наблюдения за состоянием оборудования) и фактом выполнения производственной программы за прошлый плановый период.

6.1.5 Краткосрочная программа – 2 года, формируется на основе первого года среднесрочной программы с учетом фактического (ожидаемого) исполнения годовой программы за прошлый плановый период.

6.1.6 Ежегодно производится корректировка краткосрочной программы (на предстоящие два календарных года). Одновременно с формированием краткосрочной программы вносятся изменения в среднесрочную программу на следующие 6 лет (актуализация) и формирование годовой программы на последний (шестой) год среднесрочной программы.

6.1.7 Подходы к выбору технических воздействий учитывают особенности оборудования, сооружений электростанций, котельных и тепловых сетей, находящихся на разных стадиях жизненного цикла.

6.2 «Пилотное» внедрение новых видов оборудования на объектах

6.2.1 Одним из инструментов реализации технической политики являются «пилотные проекты» - внедрение новых видов оборудования (кроме основного генерирующего оборудования).

6.2.2 Статус «пилотного» присваивается проектам, обладающим следующими характеристиками:

а) наличие обоснованной потребности применения новой техники или технологии;

б) новизна научно-технических решений, заложенных в основу проектных решений, обеспечивающая достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности проектируемого объекта в целом;

в) наличие научно-технического задела в части разработки новой техники или технологии, позволяющее предполагать положительный результат разработки и внедрения новой техники или технологии;

г) решение Технического совета Общества с рекомендацией о сооружении объекта с применением образцов новой техники или технологии.

6.3 Привлечение специализированных экспертных организаций

6.3.1 К инструментам реализации техической политики относится привлечение экспертов сторонних специализированных организаций (при необходимости) к:

а) участию в работе комиссий по расследованию причин повреждения оборудования на объектах Общества;

б) разработке технических решений и рекомендаций по реконструкции и модернизации оборудования, направленных на повышение их надежности, живучести, безопасности и экономичности;

в) разработке локально-нормативных справочников по расчету численности персонала станций;

г) проведению экспертизы технических регламентов, национальных стандартов, стандартов организации и другой нормативной документации по энергетическому оборудованию, устройствам релейной защиты, противоаварийной автоматики и связи, системам диагностики;

д) участию в проведении контрольных испытаний оборудования, имеющего повышенную повреждаемость в процессе эксплуатации, на соответствие нормативной документации и требованиям Общества;

е) разработке и выдаче рекомендаций по модернизации установленного в Обществе оборудования на основании результатов дополнительных или контрольных испытаний;

ж) подготовке информационных материалов, писем, противоаварийных циркуляров для Общества;

и) подготовке заданий на проектирование объектов Общества, в том числе по пилотным объектам;

к) проведению технической экспертизы проектов по новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению объектов Общества;

л) подготовке технико-экономических обоснований реализации пилотных проектов;

м) участию в подготовке и систематическом выпуске бюллетеней инцидентов и аварий в Обществе;

н) участию в подготовке конкурсной документации и проведении конкурсов по реализации проектов сооружения объектов Общества;

п) проведению метрологической экспертизы нормативной и проектной документации.

6.3.2 Для обеспечения повышения надежности и эффективности функционирования энергообъектов, а также повышения технического уровня энергооборудования, ежегодно формируются комплексные научно-технические программы, включающие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы и работы по услугам научно-технического характера.

6.3.3 Формирование комплексных научно-технических программ осуществляется на основе:

а) основных положений Технической политики;

б) программ нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения;

в) предложений подразделений обществ Общества;

г) предложений научно-исследовательских, испытательных, проектных организаций и сервисных центров;

д) технико-экономических обоснований реализации новой техники и технологий на объектах Общества;

е) решений Технического совета;

ж) маркетинговых исследований, выполненных независимыми организациями;

и) предложений производителей оборудования, технологий и материалов.

7 Требования технической политики

7.1 Требования к проектируемым объектам

7.1.1 Настоящий раздел определяет основные требования и ограничения, предъявляемые к проектируемым объектам на стадии разработки и выбора технического решения.

7.1.2 Наиболее перспективным является применение, редко обслуживаемого оборудования, не требующего обслуживание в течение всего срока службы.

7.1.3 Электротехническое оборудование электростанций и подстанций рекомендуется оснащать комплексными диагностическими системами управления, обеспечивающими достаточный контроль состояния оборудования и режима его работы.

7.1.4 При проведении внутренней технической экспертизы производится оценка соответствия проектной документации:

а) проверка на соответствие техническому заданию, требованиям национальных и корпоративных стандартов;

б) обеспечение высоких технико-экономических показателей сооружаемых и реконструируемых объектов (обязательна проверка энергетической эффективности предлагаемого к замене или подлежащего реконструкции оборудования);

в) применение передовых аттестованных технологий и оборудования;

г) рациональное использование ресурсов;

д) обеспечение конструктивной надежности сооружений;

е) промышленная и экологическая безопасность объектов при эксплуатации;

ж) снижение трудозатрат при обслуживании;

и) максимальная автоматизация производства;

к) контроль реализации замечаний и предложений по совершенствованию проектных решений.

7.1.5 После проведения внутренней технической экспертизы, проектная документация, при требовании на то законодательства РФ, должна пройти государственную или негосударственную экспертизу, предметом которой является оценка соответствия проектной документации и результатов инженерных изысканий требованиям технических регламентов,

в том числе санитарно-эпидемиологическим, экологическим требованиям, требованиям пожарной, промышленной и иной безопасности, а также технических регламентов.

7.1.6 При планировании строительства новых (реконструкции, модернизации существующих) генерирующих объектов должна быть обеспечена работа генерирующего оборудования электрических станций, с любой нагрузкой в пределах регулировочного диапазона по активной мощности:

а) длительно при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49,0 – 50,5 Гц (для ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей – в диапазоне значений 49,0 – 51,0 Гц), включая верхнюю границу диапазона по частоте;

б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

1) 55,0 – 51,0 Гц – продолжительностью, установленной заводом изготовителем;
2) 51,0 – 50,5 Гц – продолжительностью не менее 3 минут;
3) 49,0 – 48,0 Гц – продолжительностью не менее 5 минут;
4) 48,0 – 47,0 Гц – продолжительностью не менее 40 секунд;
5) 47,0 – 46,0 Гц – продолжительностью не менее 1 секунды;
6) 46,0 – не менее 1 секунды.

7.2 Требования к новому строительству, расширению, реконструкции, техническому перевооружению теплоэлектростанций, котельных, тепловых сетей, а также электростанций на основе использования возобновляемых источников энергии

7.2.1 Для новых энергоблоков диапазон регулирования электрической мощности должен находиться в пределах 50% -100% от общей мощности энергоблока.

7.2.2 Новые технологии на базе современных парогазовых и газотурбинных установок, в сравнении с паросиловыми установками, позволяют в несколько раз увеличить долю комбинированной выработки электрической энергии на существующем тепловом потреблении (до 1400-1500 кВтч/Гкал против 200-560 кВтч/Гкал) при коэффициенте использования тепла топлива 82% - 87%. Поэтому при новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении ТЭС, использующих в качестве топлива газ, необходимо применять только парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла. Использование паросиловых технологий для этих целей нецелесообразно.

7.2.3 При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении ТЭС и котельных использовать оборудование и технологии, удовлетворяющие критериям Перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности.

7.2.4 При техническом перевооружении действующего оборудования следует стремиться к максимально возможной унификации (как по номенклатуре, так и по производителям), в целях снижения затрат на эксплуатацию, обслуживание и ремонт. Унификация должна предусматриваться для однотипного оборудования как внутри каждой электростанции или котельной, так и для энергообъектов Общества в целом. При этом необходимо выбирать наиболее оптимальные решения, предлагаемые производителями.

7.2.5 Расчетный ресурс элементов, работающих под давлением, с расчетной температурой, в соответствующей зоне ползучести, теплоэнергетического оборудования

вновь вводимых энергообъектов должен быть не менее 200 тыс.ч.

7.2.6 Все поставляемое оборудование, реализуемые процессы проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки такого оборудования, а также организационные мероприятия при подготовке к эксплуатации объектов генерации Общества, хранение, перевозка, реализация и утилизация конечной продукции должны отвечать требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании, в том числе требования технических регламентов Таможенного союза.

7.2.7 Выбираемое для ВИЭ оборудование должно:

– максимально эффективное использовать возобновляемые источники энергоресурсов;

– обеспечивать целевые показатели степени локализации и квалификацию генерируюшего объекта;

– позволять использование унифицированного подхода при новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении электростанций;

– позволять соблюдение норм РФ в части сохранения благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов, и обеспечения экологической безопасности, а также обеспечение санитарно-эпидемиологического благополучия населения как одного из основных условий реализации конституционных прав граждан на охрану здоровья и благоприятную окружающую среду.

7.2.8 Перспективные технологии, которые будут применяться на энергообъектах Общества в ближайшем будущем:

– новое строительство, расширение, реконструкция и техническое перевооружение ТЭС;

– новое строительство, расширение, реконструкция электростанций на основе использования ВИЭ.

7.2.9 При новом строительстве, расширении, реконструкции, техническом перевооружении газотурбинные установки могут использоваться в следующих конфигурациях:

– для нового строительства энергообъектов (ПГУ или ГТУ-ТЭЦ);

– парогазовые установки в качестве замещающей мощности при техническом перевооружении электростанций (ПГУ или ГТУ-ТЭЦ, в том числе созданные с использованием действующих паровых турбин, электрогенераторов и вспомогательного оборудования с понижением параметров острого пара и продлением ресурса паровых турбин (котлов);

– газотурбинные надстройки действующих энергетических газомазутных котлов (сбросная схема).

7.2.10 При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электростанций, функционирующих на основе использования ВИЭ, должны обеспечиваться целевые показатели степени локализации на территории Российской Федерации производства основного и (или) вспомогательного генерирующего оборудования, установленные Постановлением Правительства РФ «Об утверждении Правил квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии и (или) являющегося низкоуглеродным генерирующим объектом, Правил определения степени локализации на территории Российской Федерации производства генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых

источников энергии по генерирующему объекту и показателя экспорта промышленной продукции (генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии) и (или) работ (услуг), выполняемых (оказываемых) при проектировании, строительстве и монтаже генерирующих объектов, расположенных на территориях иностранных государств, по генерирующему объекту, Правил ведения реестра атрибутов генерации, предоставления, обращения и погашения сертификатов происхождения электрической энергии».

7.2.11 Электростанция, функционирующая на основе использования ВИЭ, в соответствии с порядком, установленным Постановлением Правительства РФ «Об утверждении Правил квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии и (или) являющегося низкоуглеродным генерирующим объектом, Правил определения степени локализации на территории Российской Федерации производства генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии по генерирующему объекту и показателя экспорта промышленной продукции (генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии) и (или) работ (услуг), выполняемых (оказываемых) при проектировании, строительстве и монтаже генерирующих объектов, расположенных на территориях иностранных государств, по генерирующему объекту, Правил ведения реестра атрибутов генерации, предоставления, обращения и погашения сертификатов происхождения электрической энергии», также должна пройти процедуру квалификации в системе оптового рынка электрической энергии и мощности.

7.2.12 При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электростанций, функционирующих на основе использования ВИЭ, в том числе, следует использовать оборудование и технологии, удовлетворяющие критериям Перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности с целью обеспечения возможности получения установленных налоговым законодательством Российской Федерации налоговых льгот при закупке энергоэффективного оборудования.

Расчетный срок эксплуатации основного оборудования вновь вводимых энергообъектов должен быть не менее 20 лет.

7.2.13 При проектировании, строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электростанций (ТЭС и ВИЭ), в том числе зданий и сооружений любого назначения (в том числе входящие в их состав сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения), все основные технические решения должны соответствовать градостроительному кодексу, техническому регламенту о безопасности зданий и сооружений и иными техническими регламентами.

При проектировании для строительства, реконструкции, технического перевооружения зданий и сооружений учитывать возможные опасные воздействия технологических процессов на состояние здания, сооружения или их частей.

Срок службы зданий и сооружений, определенный проектной документацией, должен быть не меньше рекомендуемого ГОСТ 27751.

7.2.14 Техническое перевооружение систем теплоснабжения

Совершенствование систем теплоснабжения с целью повышения уровня эксплуатации,

а также экономичности и энергоэффективности производства должно идти по пути внедрения в производство передовых технологий отрасли при формировании и исполнении ремонтных и инвестиционных программ, а именно:

а) модернизация действующих отопительных котельных с заменой или реконструкцией котельных агрегатов, с внедрением комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе газотурбинных и/или газопоршневых установок, при положительном технико-экономическом обосновании;

б) автоматизация работы оборудования водогрейных котельных, связанная с автоматизацией процессов горения, оптимизация и наладка работы котлов с целью повышения их КПД, снижения расхода топлива и выбросов в атмосферу CO_2 и NO_x;

в) применение трубных заготовок высокой заводской готовности с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке или стальным защитным покрытием с применением системы оперативного дистанционного контроля с целью снижения тепловых потерь и повышения надежности эксплуатации трубопроводов тепловых сетей;

г) применение необслуживаемой запорной арматуры;

д) применение для теплоизоляции трубопроводов и оборудования современных высокоэффективных теплоизоляционных материалов;

е) предпочтительное применение комплексного многослойного покрытия «Вектор 1025», «Вектор 1214» или аналогочного, в качестве наружного антикоррозионного покрытия поверхностей трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей;

ж) модернизация и автоматизация работы насосных станций, центральных тепловых пунктов с целью снижения затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя, поддержания оптимальных параметров гидравлического режима тепловой сети, методами частотного регулирования, включением компенсирующих (конденсаторных) установок, а также их совокупности при соответствующем техническом и экономическом обосновании в проекте;

и) оптимизация распределения тепловых нагрузок между источниками, в том числе за счет внедрения кольцевой схемы работы тепловых сетей (объединения контуров теплоснабжения);

к) диспетчеризация тепловых сетей с обеспечением контроля параметров в узловых точках магистральных и внутриквартальных тепловых сетей;

л) применение современных методов контроля и диагностики состояния сетей теплоснабжения;

м) оснащение тепловых сетей приборами автоматизации, контроля и учета тепловой энергии, внедрение автоматизированной системы коммерческого учета тепловой энергии;

н) реконструкция индивидуальных тепловых пунктов потребителей с применением современного энергосберегающего оборудования (пластинчатые подогреватели, насосное оборудование с частотно-регулируемым приводом, автоматизация и диспетчеризация) с переводом их на независимую схему;

п) проведение режимно-наладочных мероприятий в системах отопления и горячего водоснабжения потребителей;

р) проведение энергетического обследования (энергоаудита) тепловых сетей;

с) применение аккумуляторов тепла;

т) применение частотно-регулируемого привода электродвигателей с учетом

требований настоящей Технической политики;

у) применение количественно-качественного регулирования тепловой нагрузки;

ф) применение современных, эффективных методов консервации водогрейных и паровых котлов;

х) применение современных методов очистки конвективных поверхностей нагрева водогрейных котлов;

ц) применение гибких предизолированных полимерных труб на внутриквартальных тепловых сетях, в которых применяется температурный график 95°С/70 °С;

ч) применение автоматической регулирующей арматуры;

ш) применение регуляторов безсальниковых узлов;

щ) применение устройств плавного пуска электрических двигателей.

7.2.15 Требования к техническому перевооружению релейной защиты и автоматики

7.2.15.1 Направления развития РЗА на объектах Общества:

1) замена морально устаревшего парка устройств РЗА на электромеханической базе на современные микропроцессорные аналоги с возможностью передачи сигнала по цифровым интерфейсам;

2) для ВИЭ - применение современной микропроцессорной базы с возможностью передачи сигнала по цифровым интерфейсам;

3) для ВИЭ при выполнении расчетов и выбора параметров срабатывания устройств РЗА учитывать:

- влияние оборудования, входящего в состав электроустановок;
- переходные процессы (величина тока и длительность протекания режима) при намагничивании трансформаторов;
- не допустимость автономной работы генерирующего оборудования в состав которого входит инвертор/конвертор по чувствительности токовых защит;
- все резервные защиты генерирующего оборудования реагирующие на изменение частоты сети должны отстраиваться от допустимых режимов работы генерирующего оборудования;
- параметры настройки и характеристики защит как встроенных в генерирующее оборудование, так и поставляемых в комплексе с ним;

4) полномасштабная интеграция систем РЗА в АСУ ТП основного и вспомогательного оборудования;

5) унификация и типизация программных и технических решений для снижения общей стоимости внедрения микропроцессорных устройств РЗА;

6) разработка единых технических требований к микропроцессорным устройствам РЗА рекомендованных к применению на объектах Общества;

7) внедрение сопутствующих элементов вторичной коммутации (измерительные преобразователи, трансформаторы тока и пр.), облегчающих интеграцию систем РЗА с АСУ ТП;

8) жесткий контроль выполнения условий технического единообразия, а также совместимости всех систем РЗА при их модернизации, реконструкции или создании на вновь вводимых объектах генерации;

9) приведение электромагнитной обстановки на объектах Общества, в соответствие требованиям действующей НД, для гарантированного нормального функционирования систем

РЗА;

10) приведение СОПТ на объектах Общества, в соответствие требованиям действующей НД, для гарантированного нормального функционирования систем РЗА.

11) техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- контроль функционирования и глубокий системный анализ качества эксплуатации РЗА на объектах Общества, в том числе, учет и анализ правильности действия РЗА;
- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА устаревших морально, либо дальнейшая эксплуатация которых технически невозможна;
- внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям и улучшающих степень защищенности ЭТО;
- повышение качества расчета уставок и параметров функционирования устройств РЗА;

12) решение задачи по обеспечению своевременной замены физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна, направлено на определение реального технического состояния устройств РЗА на основе выявленных дефектов при проведении технического обслуживания и неправильной работе устройств, замену устаревших или дефектных устройств на новые, в основном микропроцессорные устройства;

13) решение задачи по внедрению систем РЗА, отвечающих современным требованиям и улучшающих степень защищенности ЭТО, предусматривает выполнение следующих основных требований:

- снижение времени отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств РЗА;
- выявление повреждений ЭТО на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых принципов построения систем РЗА;
- повышение надежности функционирования за счет применения устройств РЗА, оснащенных модулями (программными или физическими) непрерывной диагностики;
- возможность применения широкого ряда характеристик и алгоритмов в современных устройствах РЗА (например, автоматическое изменение уставок и параметров срабатывания устройств РЗА в зависимости от изменения первичной схемы электрической сети);
- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств и применения дистанционного управления режимами работы устройств РЗА;
- выполнение расчетов и выбор параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА, составление схем замещения (моделей) для расчета токов и напряжений при КЗ и других повреждениях, во взаимодействии с АО «СО ЕЭС», в соответствии с действующей НД, с учетом параметров всех элементов первичной и вторичной схем (ТТ, ТН, кабели связи, ОПН, защитные конденсаторы, изменение частоты при разгоне генераторов, падение частоты подпитки от мощных двигателей и т.п.);
- сокращение времени принятия решений оперативным и ремонтным персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений от устройств РЗА и РАСП и качественно

составленных инструкций по эксплуатации устройств РЗА для оперативного персонала;

14) выполнение перечисленных основных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, в том числе, выполненных на микропроцессорной элементной базе, информационно интегрированных в АСУ ТП объекта и позволяющих реализовать дистанционное (например, с АРМ РЗА) изменение состояния предусмотренных проектом программных оперативных элементов систем РЗА по командам, АСУ ТП, а именно переключение групп уставок терминалов РЗА (заранее настроенных в соответствии с заданием), оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций в соответствии с режимом работы защищаемого оборудования и других;

15) решение задачи по повышению качества расчета уставок и параметров функционирования устройств РЗА предусматривает выполнение следующих основных требований:

- разработка и реализация программы по формированию необходимой организационно-технической базы для выполнения расчета параметров аварийного режима (токов КЗ, напряжения и т.д.), расчета и выбора параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА, для оборудования, не находящегося в оперативном управлении диспетчерских центров АО «СО ЕЭС»;
- формирование единых регламентов взаимодействия с другими объектами электросетевого хозяйства в части согласования уставок и параметров функционирования устройств РЗА;
- создание ПТК по расчету параметров аварийного режима (токов КЗ, напряжения и т.д.), расчету и выбору параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА на базе постоянно обновляемой, трехфазной расчетной схемы модели сети;
- обучение профильных специалистов методикам расчета параметров аварийного режима (токов КЗ, напряжения и т.д.), расчету и выбору параметров срабатывания устройств РЗА, в том числе, с применением созданного ПТК;

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

- разработку типовых организационно-технических решений по обеспечению целостности (достоверности) и доступности информации как необходимых свойств информационной безопасности при применении микропроцессорных устройств РЗА различных производителей (создание единой информационно-защищенной среды на объекте);
- применение оборудования РЗА, отвечающего требованиям НД в части обеспечения информационной безопасности;
- разработку мероприятий, обеспечивающих оценку соответствия программно-технических комплексов требованиям по информационной безопасности, гарантирующих нормальное функционирование систем РЗА;
- проведение обязательного обследования электромагнитной обстановки на объектах, в соответствии с действующей НД, разработку и реализацию комплекса мер, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование микропроцессорного оборудования с точки зрения условий электромагнитной совместимости;

17) техническая политика в области принципов построения систем РЗА направлена на решение следующих задач:

- построение системы РЗА, обеспечивающей максимальную защищенность ЭТО от всех возможных видов повреждений и ненормальных режимов работы, имеющей высокий уровень надежности, правильного срабатывания и низкий уровень отказов за счет применения унифицированных устройств РЗА, схемотехнических решений, принципов ближнего и дальнего резервирования;

- построение системы РЗА, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к ее отказу или неправильной работе;

- построение систем ПА, исключающих полный останов генерирующего оборудования на объектах Общества, ориентированных на кратковременную (импульсную) разгрузку генерирующего оборудования;

18) техническая политика в области эксплуатации устройств РЗА направлена на решение следующих задач:

- организация уровня эксплуатации устройств РЗА, необходимого для обеспечения требуемых критериев по надежности, быстродействию, селективности и работы устройств РЗА;

- разработка методик, позволяющих осуществить переход от планово-предупредительной системы технического обслуживания РЗА к системе обслуживания по фактическому состоянию;

- внедрение автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА;

- разработка единых критериев оценки качества технического обслуживания устройств РЗА;

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

19) внедрение микропроцессорных устройств РЗА требует комплексного решения следующих вопросов:

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

- разработка и внедрение типовых проектных решений по применению микропроцессорных устройств РЗА различных производителей (унификация оборудования);

- разработка типовых схем СОПТ для обеспечения требуемого уровня надежности питания устройств РЗА;

- разработка и внедрение методических указаний и специального программного обеспечения по расчету и выбору параметров срабатывания для микропроцессорных систем РЗА различных производителей, с учетом параметров всех элементов первичной и вторичной схем (ТТ, ТН, кабели связи, ОПН, защитные конденсаторы, изменение частоты при разгоне генераторов, падение частоты подпитки от мощных двигателей и пр.);

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

- разработка регламентов и методов периодической проверки и оценки состояния электромагнитной обстановки и уровня информационной безопасности на объектах, использующих современные микропроцессорные системы управления, контроля и защиты;

- разработка мероприятий, обеспечивающих такой режим функционирования СОПТ, при котором, устройства РЗА работают с заявленной надежностью, в том числе, при нарушениях в работе СОПТ;

- разработка инструкций и требований, обеспечивающих эффективную эксплуатацию новых и существующих устройств РЗА;

20) техническая политика в области регистрации аварийных событий направлена на решение следующих задач:

- обеспечение регистрации событий и процессов, происходящих при авариях ЭТО в объеме, необходимом для их полноценного анализа;
- обеспечение записи как электромагнитных переходных процессов (система регистрации аварийных событий и процессов), так и электромеханических переходных процессов (система регистрации переходных режимов);
- построение системы регистрации, обеспечивающей: запись, обработку, отображение и документирование технологической информации, диагностирование и контроль исправности аппаратуры и основного оборудования, передачу информации на верхние уровни управления; обеспечение возможности предоставления информации различным категориям пользователей, в том числе в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС»;
- разработка и создание системы оперативного питания, обеспечивающей устойчивую работу систем регистрации при всех возможных аварийных и ненормальных режимах работы ЭТО;

21) техническая политика в области создания требуемой электромагнитной обстановки на объектах обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий:

- выполнение заземляющих устройств, обеспечивающих выравнивание потенциала на территории объектов и заземленном оборудовании;
- применение, как правило, коррозионностойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для заземляющих устройств;
- выполнение молниезащиты, исключающей перекрытие изоляции и проникновение перенапряжений в цепи вторичной коммутации;
- выбор компоновки ЭТО с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на цепи вторичной коммутации и отдельные устройства;
- выполнение обследований на электромагнитную совместимость для вновь строящихся и реконструируемых объектов силами специализированных организаций;
- выбор способа и трасс прокладки силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации, гарантирующих уровни наводок, помех и других влияний, допустимых для применяемых устройств объектов;
- запрет прокладки в одном кабеле цепей постоянного оперативного и переменного тока;
- принятие при необходимости дополнительных мер по обеспечению ЭМС (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания и др.);
- принятие мер по защите электроустановок от высокочастотных коммутационных перенапряжений;
- принятие мер по защите от статического электричества;
- принятие мер по защите от радиоизлучения;
- принятие мер по защите от ионизирующего излучения;
- применение на объектах волоконно-оптических кабелей с защитой от проникновения через оболочку световых потоков;

- размещение кабельных лотков, как правило, ниже поверхности земли с организацией дренажа грунтовых и талых вод, в т.ч. в местах пересечений с коммуникациями и при вводах в здания.

7.3 Требования к основному и вспомогательному оборудованию

7.3.1 Требования к управлению оборудованием

7.3.1.1 Подход к выбору вида воздействий на основные фонды действующих электростанций и тепловых сетей Общества должен быть дифференцированным по уровню морального и физического износа, определяемого по ряду параметров: возраст, тип и конструктивные особенности оборудования, зданий и сооружений, техническое состояние, история работы и воздействий, географическое положение и др. Выбор воздействия должен также осуществляться с учетом совокупной стоимости владения активом при альтернативных вариантах. Возможны следующие сценарии управления состоянием производственных активов, действующих ТЭС:

а) сохранение работоспособности оборудования электростанций, восстановление физического износа основных фондов за счет совершенствования ремонтного обслуживания с восстановлением работоспособности и частичной модернизацией элементов оборудования с применением новых материалов и технологий, ремонта и модернизации ресурсоопределяющих узлов оборудования в заводских условиях с продлением гарантированного срока эксплуатации;

б) повышение технического и технологического уровня, преодоление тенденции к нарастанию морального старения за счет ускорения технического перевооружения, основанного на внедрении нового технологического, электрического и тепломеханического оборудования, АСУ, АСУ ТП, систем мониторинга оборудования и сооружений; снижение затрат на ремонт, техническое обслуживание и эксплуатацию по мере внедрения оборудования и технологий нового поколения.

7.3.1.2 Применительно к действующим ТЭС выбираются следующие сценарии по группам оборудования:

а) совершенствование тепловой схемы энергоблока (повышает экономичность старых энергоблоков на 1,5% - 1,8 %);

б) модернизация тепловой изоляции нагретых поверхностей (увеличение КПД цикла, снижение температуры воздуха в цехе, снижение потерь на охлаждение, кондиционирование, как следствие - улучшение условий труда);

в) совершенствование турбинной установки:

- реактивное облопачивание ЦВД турбины;
- применение радиально-осевого или тангенциального подвода пара в ЦВД, ЦСД, ЦНД турбины;
- применение цельнофрезерованных бандажей в ЦНД и ЦСД, ЦВД;
- меридиальное профилирование в ЦВД и ЦСД, ЦНД;
- применение многомерного расчета и саблевидных (банановидных лопаток).

Реализация указанных и других мероприятий обеспечивает повышение экономичности энергоблока на ~ 4,6 %;

г) повышение эффективности котельной установки:

- снижение температуры уходящих газов;

– газоплотное исполнение ограждений топочной камеры и конвективной шахты;

– применение технологий бесшлаковочного сжигания твердого топлива;

– применение технологий консервации водогрейных котлов октадециламином на длительные сроки;

– внедрение реле потока на нагревательном сетевом контуре на вводе в котел с выводом уставка на останов котла;

– подбор котельного оборудования с учетом базовых и пиковых нагрузок, летнего режима;

– замена горелок при соответствующем технико-экономическом обосновании;

– применение конденсационных котлов при соответствующем технико-экономическом обосновании;

– ликвидация (замещение) неэффективных котельных;

– применение алгоритма системы автоматизации котельной.

Алгоритм автоматизации котельной должен содержать в себе:

- алгоритм каскадного управления и ротации ведущего и ведомого котла, устанавливающий:

– выбор котла (ведущий/ ведомый/ резерв);

– смену котлов (ведущий/ведомый/резерв) по истечении времени наработки или выхода в аварийный режим одного из котлов (горелки);

– регулировку мощности котла в зависимости от температурного графика теплоносителя в зависимости от наружного воздуха;

– контроль параметров: температуру теплоносителя (подающий), давление теплоносителя (подающий, обратный трубопроводы), давление газа (перед котлом);

– контроль аварии (неисправности) горелки;

- алгоритм каскадного управления и ротации насосов, устанавливающий:

– выбор насоса: ведущий/ведомый/резерв;

– смену насосов: ведущий/ведомый/резерв по истечении времени наработки или выхода в аварийный режим одного из насосов;

– наличие теплоносителя до насосов (защита по сухому ходу), в случае отсутствия сигнала о наличии теплоносителя насос выводится из рабочего режима;

– контроль давления теплоносителя до/после насосов;

- алгоритм управления баком подпитки, устанавливающий:

– контроль уровня воды в подпиточном баке, управление клапаном на заполнение бака;

– контроль аварийного уровня воды (минимум/максиму) в баке, включение сигнализации;

- алгоритм безопасности и аварийных ситуаций, устанавливающий:

– включение световой/звуковой сигнализации;

– постоянный контроль состояния и данных датчиков измерения и контроля параметров теплоносителя;

– контроль процесса работы котлового и насосного оборудования по максимально допустимым параметрам: температура, давление, наличие газа;

– контроль параметров сигнализатора загазованности; в случае превышения порогов

CO и/ или CH4 - остановка работы котельной, включение световой/ звуковой сигнализаций, передача сигнала диспетчеру;

– контроль охранно-пожарной сигнализации, включение световой/звуковой сигнализаций, передача сигнала диспетчеру;

– включение сигнализации об аварийных ситуациях и выходах параметров за установленные значения;

– защиту оборудования от перепадов напряжения и перепадов давления в системе;

д) модернизация водоподготовки и водоотведения:

– использование термостабильных комплексонов для водоподготовки подпитки теплосети;

– использование мембранных технологий водоочистки;

– переход на противоточные схемы ионного обмена;

– использование коррозионностойких полимерных конструкционных материалов;

– автоматизация технологических процессов и химконтроля;

– применение высокотехнологичных станций по очистке сточных вод с ВПУ, исходя из целесообразности на конкретном источнике;

– внедрение деаэрационного оборудования при комплексной реконструкции котельных с большим объёмом контура (при экономической целесообразности);

– особый контроль проведения качественных промывок внутридомовых систем потребителей и распределительных систем эксплуатационных районов тепловых сетей;

е) электротехническое оборудование:

– замена или реконструкция обмотки и активной стали статора генератора;

– замена полюсов и изоляции полюсов ротора;

– замена системы возбуждения;

– замена систем контроля и диагностики;

– замена силовых и измерительных трансформаторов;

– замена выключателей;

– замена распределительных устройств;

– замена высоковольтных кабелей;

– замена оборудования собственных нужд

– замена систем управления, связи, защиты;

– внедрение частотно-регулируемого привода насосов и вентиляторов с учетом требований настоящей Технической политики;

– замена морально и технически устаревшего оборудования на современное с увеличенным сроком службы, соответствующее требованиям по энергоэффективности, а также требующее меньших ресурсов для проведения технического обслуживания;

ж) основным перспективным направлением при ремонте, эксплуатации, строительстве, модернизации и реконструкции насосных станций и трубопроводов ТЭС является применение:

– мало обслуживаемого оборудования;

– современных конструкций трубопроводов, применение трубных заготовок высокой заводской готовности с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке или стальным защитным покрытием с применением системы

оперативного дистанционного контроля;

– современных насосных агрегатов и энергоэффективного электротехнического оборудования;

– арматуры и устройств на тепловых сетях с увеличенным межремонтным циклом и меньшим объемом регламентных работ;

– для теплоизоляции трубопроводов и оборудования современных высокоэффективных теплоизоляционных материалов.

7.3.2 Требования к электротехническому оборудованию

7.3.2.1 Функциональные требования к электротехническому оборудованию определяются с учетом требований нормативной документации РФ, а также требованиями отраслевых нормативных документов.

7.3.2.2 Рекомендуется применять современное электротехническое оборудование согласно таблицы 2 (указанный перечень производителей, а также тип применяемого оборудования по производителям не ограничивается данным перечнем, за исключением предприятий и (или) типов (моделей) оборудования, в отношении которых имеются сведения и документы о ненадлежащем качестве, выявляемых дефектах, недостатках организации технологического процесса или иная подобная информация).

Таблица 2 - Классификация устройств ЭТО

Классификация устройств ЭТО		Предпочтительный (проверенный) производитель ЭТО	Электростанции, в которых эксплуатируется ЭТО	Примечания
Турбогенераторы	Генератор	АО «Силовые машины»	ЧТЭЦ-2, ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	–
		Ansaldo Energia s.p.a	ТТЭЦ-1	–
		НПО «ЭЛСИБ» ПАО	ЧТЭЦ-2, ТТЭЦ-1	–
	Система возбуждения	НПО «ЭЛСИБ» ПАО	ЧТЭЦ-2	–
		АО «Силовые машины»	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	–
Трансформаторы, автотрансформаторы	110 - 500 кВ	ООО «Тольяттинский трансформатор»	ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ-2, ЧТЭЦ-4, ТТЭЦ-1, ТТЭЦ-2, УВЭС-1	С маслоохладителями плоскоштампованного типа для Челябинского региона
		ABB	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	
		ПАО «Запорожтрансформатор»	ТТЭЦ-2, НГРЭС	
		АО «УЭТМ»	ТТЭЦ-1	
	6 -35кВ	ABB	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	
		АО «УЭТМ»	ЧТЭЦ-4, ТТЭЦ-1	
		ООО «Электрофизика»	ТТЭЦ-1	
		АО группа «СВЭЛ»	УВЭС-1	
Выключатели	110 - 500 кВ	ABB	ЧТЭЦ-1, ТТЭЦ-1	–
		Alstom	ЧТЭЦ-3	–
		АО «УЭТМ»	ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ-2, ТТЭЦ-2	–
	6-20 кВ	ABB	ЧТЭЦ-3	–
		GE Power	ТТЭЦ-1	–
		ЗАО «Высоковольтный союз»	ЧТЭЦ-4	–
		АО «ГК «Таврида электрик»»	ЧТЭЦ-4, ЧТЭЦ-3, ЧТЭЦ-1, ТТЭЦ-2	–

Классификация устройств ЭТО		Предпочтительный (проверенный) производитель ЭТО	Электростанции, в которых эксплуатируется ЭТО	Примечания
		«Электрощит Самара»	ЧТЭЦ-1, ТТЭЦ-1, НГРЭС	–
	0,4 кВ	Schneider Electric	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	–
Контакторы	0,4 кВ	Schneider Electric	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1, УВЭС-1	Кроме контакторов TDM ELECTRIC
Разъединители	110 - 500 кВ	ABB	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1, ТТЭЦ-2	–
		ЗАО «ЗЭТО»	ТТЭЦ-2, ЧТЭЦ-4, ЧТЭЦ-1, УВЭС-1	Кроме РГП110/1000 УХЛ1 с горизонтальным присоединением ошиновки к выводам
		«Электрощит Самара»	ЧТЭЦ-3	–
ОПН	110 - 500 кВ	ABB	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	–
		ЗАО «ЗЭТО»	ЧТЭЦ-2	–
Конденсаторы, ВЧЗ	110 - 500 кВ	ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод»	ЧТЭЦ-2	–
Кабели	3-10 кВ	ООО «Камский кабель»	ЧТЭЦ-3	–
Кабели	35 кВ	Nexans	УВЭС-1	–
РУСН	0,4 – 6 кВ	«Электрощит Самара»	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1, УВЭС-1	Кроме СЭЩ-68
		ООО НТЦ «Приводная техника»	ЧТЭЦ-3	–
Комплектные токопроводы	6-35 кВ	«Электрощит Самара»	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	–
СОПТ	Аккумуляторные батареи	EXIDE Technologies	ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ-2, ТТЭЦ-1	–
Электродвигатели	3-6 кВ	НПО «ЭЛСИБ» ПАО	ТТЭЦ-2, ЧТЭЦ3, ТТЭЦ-1	–

Классификация устройств ЭТО		Предпочтительный (проверенный) производитель ЭТО	Электростанции, в которых эксплуатируется ЭТО	Примечания
		ABB	ЧТЭЦ-3	–
		Grundfos	ЧТЭЦ-3, ТТЭЦ-1	–
		Siemens	ЧТЭЦ-3	–
		ООО «Русэлпром»	ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ2, ТТЭЦ-1	–
		VEM	ЧТЭЦ-2	–

7.3.3 Требования к турбогенераторам тепловых станций

7.3.3.1 Основным перспективным направлением в переоснащении турбогенераторов является применение генераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение.

7.3.3.2 Для обеспечения полного контроля состояния турбогенератора должна применяться система мониторинга состояния со встроенными интеллектуальными датчиками непрерывного контроля сопротивления изоляции обмоток статора и ротора под напряжением, системой контроля влажности газовой охлаждающей среды, системой контроля температурного нагрева обмоток статора и ротора, системой контроля вибрации продольной и поперечной и др. параметров. Все значения указанных систем должны непрерывно фиксироваться автоматизированной системой, предназначенной для обеспечения контроля над тепловыми, электрическими и технологическими параметрами, которая осуществляет регистрацию и сигнализацию выхода этих параметров из допустимых пределов, а также сопряжение с АСУ ТП энергоблока.

Граничные значения характеристик приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Граничные характеристики турбогенераторов

Наименование характеристики	Значение
КПД	не менее 97 %
Значение номинального коэффициента мощности	не менее 0,85
Регулирование мощности	возможность регулирования коэффициента мощности от 0,85 до 1,0
Допустимая перегрузка по току статора и току возбуждения	должна сотвествовать значениям, указанным в Правилах технической эксплуатации электростанций и сетей РФ (пункты 422, 423)
Возможность регулирования в диапазоне от/до МВт	от нуля до номинального значения
Класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ 8865	не ниже F

7.3.3.3 Турбогенераторы должны допускать продолжительную работу в режиме холостого хода при напряжении на линейных выводах в диапазоне от 0% до 110% Uном и продолжительную работу в сети со сниженной нагрузкой и одновременных отклонениях номинального напряжения сверх ±5 %, но не более чем до ±10 %, и частоты до ±2 % номинальных значений.

Турбогенераторы, работающие в составе генерирующего оборудования, должны допускать работу с любой нагрузкой (в пределах регулировочного диапазона активной мощности) при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений, установленном в Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (пункт 110).

7.3.3.4 Запрещается применять:

а) турбогенераторы с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее 30 лет;

б) компаундированную обмотку статора и ротора;

Рекомендуется применять:

а) обмотки, изготовленные по технологии пропитанных лент (Resin Rich);

б) современные системы измерений и диагностики, позволяющие планировать ремонты «по состоянию» и предотвращать аварии.

7.3.4 Требования к силовым трансформаторам, автотрансформаторам, реакторам

7.3.4.1 Основным перспективным направлением в техническом перевооружении является применение силовых трансформаторов и автотрансформаторов, оборудованных системами пожаротушения и предотвращения взрывов и пожаров, а также оборудованных расширенной системой мониторинга (диагностики). Установка данных систем должна быть обоснована проектом.

7.3.4.2 Обязательным требованием к вновь поставляемому оборудованию является обеспечение экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством по охране природы.

7.3.4.3 Запрещается применять трансформаторы и автотрансформаторы с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее чем 25 лет.

7.3.4.4 Рекомендуется применять силовые трансформаторы и автотрансформаторы и реакторы:

а) не предусматривающие проведение капитальных ремонтов в период установленного производителем полного срока службы;

б) оборудованные системами диагностики tg высоковольтных вводов, влагосодержания масла и твердой изоляции, наличие механических примесей, системами контроля превышения концентраций горючих газов в масле (H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6, CO и CO_2), позволяющими планировать ремонты «по состоянию»;

в) необходимого уровня динамической стойкости;

г) низкими потерями ХХ за счет применения стали высших марок;

д) оснащенные вводами с твердой изоляцией;

е) оснащенные устройствами РПН, исключающими останов переключающего устройства в промежуточном положении.

7.3.4.5 Граничные значения характеристик силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Граничные характеристики силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов

Наименование характеристики	**Значение**
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Не подлежащий капитальному ремонту со вскрытием колокола на протяжении установленного производителем полного срока службы
Типы вводов	должны быть герметичными с твердой изоляцией для классов напряжения 110-220 кВ
Трансформаторное масло	масло с наименьшей кислотностью и возможностью смешивания с другими типами масел
Аварийный слив масла	должен быть предусмотрен
Максимальная длительная перегрузка и требования по ее поддержанию	- для классов напряжения 110 кВ и выше - в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетки и ее поддержанию;

Наименование характеристики	Значение
	- для остальных классов напряжения – устанавливается заводом-изготовителем
Покраска	маслотермостойкая краска со сроком службы не менее 10 лет
Требования к фирме - производителю выбранного оборудования	– соответствие требованиям стандарта качества ГОСТ Р ИСО 9001, наличие необходимого сертификата; – наличие в России технического центра по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке, ремонту и эксплуатации

7.3.5 Требования к оборудованию распределительных устройств

7.3.5.1 Перспективным направлением технического перевооружения подстанций является применение элегазовых коммутационных аппаратов, в том числе применение элегазовых КРУЭ 110-220 кВ, в том числе гибридных КРУЭ 110÷220 кВ с комплектом разъединителей и заземлителей, не требующих капитального ремонта в течение всего срока службы, жесткой ошиновки ОРУ 110÷500 кВ с максимальным использованием блочной заводской комплектации. Установка КРУЭ и применение жесткой ошиновки должно быть обосновано проектом.

7.3.5.2 При поэтапной реконструкции в пределах одного распределительного устройства необходимо применять оборудование аналогичное уже установленному (при наличии возможности поставки такого оборудования и соотвествии ранее установленного оборудования требованим настоящей политики) как по конструктивному исполнению, габаритным и установочным размерам, так и по расположению органов управления и схем вторичных цепей.

7.3.5.3 Выбор оборудования распределительного устройства для сети, работающей с компенсированной нейтралью с подключением нагрузки по схеме источник – токоограничивающий реактор – выключатель – нагрузка, производить с учетом коммутационных и дуговых перенапряжений, определенных проектом.

7.3.5.4 Запрещается применять:

а) выключатели и разъединители с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее 30 лет;

б) масляные, маломасляные и воздушные выключатели, разрядники при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве;

в) выключатели с воздушным приводом;

г) выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, требующие проведения капитального ремонта в течение гарантийного срока эксплуатации (без дополнительного обоснования).

7.3.5.5 Рекомендуется применять:

а) устройства резистивного заземления нейтрали трансформаторов (высокоомные или низкоомные резисторы);

б) ОПН (в т.ч. подвесные) на основе оксидно-цинковых резисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных;

в) колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) элегазовые

выключатели 35 - 500 кВ с пружинными, гидравлическими и пружинно-гидравлическими приводами;

г) разъединители с электродвигательными приводами и дистанционным управлением;

д) элегазовые трансформаторы тока;

е) однотипные трансформаторы тока на разных присоединениях одного РУ для обеспечения надежной работы дифференциальной защиты шин;

ж) емкостные элегазовые трансформаторы напряжения;

и) комбинированные трансформаторы тока и напряжения в одном корпусе;

к) антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения;

л) коррозионностойкие покрытия для металлоконструкций порталов и опор под оборудование, а также другие технологии, позволяющие увеличить коррозионную стойкость конструкций;

м) электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, должно полностью удовлетворять требованиям по защите и излучению электромагнитных помех;

н) облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки и железобетонные сваи под оборудование;

п) использование опорной и подвесной изоляции для оборудования ОРУ с гарантированным сроком службы не менее 30 лет;

р) упрощения схем в технически обоснованных случаях на основе применения аппаратов высокой степени надежности;

с) использование вертикально установленных аппаратных зажимов вне помещений, конструктивно обеспечивающих отсутствие скопления влаги при эксплуатации;

т) системы промышленного телевизионного контроля за состоянием оборудования.

7.3.5.6 Граничные характеристики выключателей 110-500 кВ, разъединителей и заземлителей 35-500 кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Граничные характеристики выключателей 110-500 кВ, разъединителей и заземлителей 35-500 кВ

Наименование характеристики	**Значение**	
Выключатели 110-500 кВ. Общие требования		
Тип выключателя	элегазовый – колонковый или баковый	
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	неремонтируемый на протяжении всего установленного производителем срока службы	
Конструкция привода	должна исключать возможность рассогласования действия фаз и возможность самопроизвольного срабатывания	
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9001	
Ресурс по механической стойкости, циклы ВО, не менее	не менее 2000 для выключателей нормального исполнения и не менее 10000 циклов - для выключателей с повышенной механической стойкостью	
Ресурс по коммутационной стойкости, не менее при $I_{о,\ ном}$	≤31,5 кА	20
	40 кА	15

Наименование характеристики	Значение	
	50 кА	12
	63 кА	8
Привод выключателя	Согласно ГОСТ Р 52565 (пункт 6.12.6)	
Требования к фирме - производителю выбранного оборудования	– соответствие требованиям стандарта качества ISO 9001, подтвержденное соответствующим сертификатом; – наличие в России технического центра по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке, ремонту и эксплуатации применяемых устройств	
Комплектность	Выключатель должен быть снабжен – указателем включенного и отключенного положений; – счетчиком числа срабатываний; – указателем состояния зарядки пружин (для привода с пружинным накопителем энергии); – устройством для контроля давления газа, приведенного к нормальным атмосферным условиям, с сигнализацией и блокировкой при утечке элегаза	
Конструкция выключателя	должна обеспечивать проведение сервисного обслуживания в течение установленного производителем срока службы	
Разъединители и заземлители 35-500 кВ. Общие требования		
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	неремонтируемый на протяжении всего установленного производителем срока службы	
Длина пути утечки внешней изоляции, см (не менее)	в соответствии с ГОСТ 9920	
Ресурс по механической стойкости разъединитель	– не менее рабочих циклов (включение - произвольная пауза - отключение): – разъединитель класса М0 - 1000; – разъединитель класса М 1 - 2000; – разъединитель класса М 2 – 10000	
Ресурс по механической стойкости, заземлитель	не менее 1000 рабочих циклов (включение - произвольная пауза - отключение)	
Привод главных и заземляющих ножей разъединителя	электродвигательный и ручной (при обосновании)	
Конструкция разъединителя	должна обеспечивать проведение сервисного обслуживания в течение срока службы	
Конструкция приводов главных и заземляющих ножей	должна исключать: – возможность рассогласования действия фаз;	

Наименование характеристики	Значение
	– возможность самопроизвольного срабатывания и предусматривать блокировки от ошибочных действий оперативного персонала

7.3.6 Требования к генераторным выключателям, генераторным комплектным распределительным устройствам

7.3.6.1 Перспективным направлением технического перевооружения коммутационных аппаратов генераторов является применение элегазовых и вакуумных выключателей, генераторных комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией. Требования к характеристикам выключателя приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Граничные значения характеристик выключателей

Наименование характеристики	Значение
Тип выключателя	элегазовый, вакуумный
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	неремонтируемый на протяжении всего срока службы
Элегазовый выключатель должен быть снабжен	измерителем плотности газа, фильтром для абсорбции газа
Конструкция привода	должна исключать возможность рассогласования действия фаз и возможность самопроизвольного срабатывания
Конструкция выключателя	должна обеспечивать проведение сервисного обслуживания в течение срока службы
Номинальный ток отключения	должен быть проверен для условий сети станции с учетом требований IEC/IEEE 62271-37-013
Комплектность	выключатель должен быть снабжен: – указатель включенного и отключенного положений; – счетчик числа срабатываний; – указатель состояния зарядки пружин (для привода с пружинным накопителем энергии); – устройства для контроля давления газа, приведенного к нормальным атмосферным условиям, с сигнализацией и блокировкой при утечке элегаза (для элегазовых выключателей)
Требования к фирме производителю выбранного оборудования	– соответствие требованиям стандарта качества ISO 9001, наличие необходимого сертификата; – наличие в России технического центра по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке, ремонту и эксплуатации применяемых устройств

7.3.6.2 Запрещается применять при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве:

– масляные и воздушные выключатели;
– воздушные приводы.

7.3.6.3 Рекомендуется применять: элегазовые выключатели или элегазовые генераторные комплектные распределительные устройства со встроенными разъединителями, заземлителями, ОПН и измерительными трансформаторами тока и напряжения.

7.3.7 Требования к кабельным линиям напряжением 6 кВ и выше

7.3.7.1 Перспективным направлением при модернизации / новом строительстве кабельных линий класса напряжения 6 кВ и выше является применение кабелей с изоляцией из «сшитого» полиэтилена. При этом, для класса напряжения 6-35 кВ применение кабелей с изоляцией из «сшитого» полиэтилена допустимо только для сетей с резистивным заземлением нейтрали трансформаторов (высокоомные или низкоомные резисторы).

7.3.7.2 Перспективным направлением при модернизации/новом строительстве соединений кабельных линий класса напряжения 6 кВ и выше является применение изолированных кабельных адаптеров в местах присоединения кабелей к распределительным устройствам и трансформаторам, оборудованных для этих целей бушингами типа А и/или С по EN 50180 и EN 50181.

7.3.7.3 Запрещается применять маслонаполненные кабельные линии.

7.3.8 Требования к электрооборудованию собственных нужд

7.3.8.1 Для электрооборудования собственных нужд напряжением выше 0,4 до 35 кВ при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве:

а) запрещается применять:

– масляные, маломасляные и воздушные выключатели;

– воздушные приводы выключателей;

– кабели с бумажно-масляной изоляцией;

– устройства релейной защиты и автоматики на основе электромеханических реле, кроме случаев, оговоренных настоящей Технической политикой;

– фарфоровые изоляторы в закрытых экранированных токопроводах генераторного напряжения и собственных нужд. Следует применять полимерную изоляцию.

– фундаментные блоки в качестве фундамента КТП заводского изготовления. Следует применять монолитную плиту/фундамент;

б) рекомендуется применять:

– вакуумные и элегазовые выключатели;

– микропроцессорные устройства защиты и автоматики ячеек КРУ, способные функционировать под управлением АСУ ТП;

– токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией;

– кабели с пластмассовой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена (при обосновании проектом), коррозионностойкие, пожаробезопасные (с изоляцией не поддерживающий горение для групповой прокладки в помещениях);

– безмасляные (сухие) трансформаторы во внутренних электроустановках;

– масляные трансформаторы в КТП наружной установки;

– устройства плавного пуска и частотно-регулируемого привода для электродвигателей насосов и вентиляторов (при экономическом обосновании целесообразности);

– электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, должно полностью удовлетворять требованиям электромагнитной совместимости;

– шкафы с устройствами защит и автоматики, имеющие встроенный интерфейс общения «человек-машина» для контроля текущего состояния;

– упрощения схем в технически обоснованных случаях на основе применения аппаратов высокой степени надежности.

7.3.8.2 Для электрооборудования собственных нужд напряжением до 0,4 кВ:

а) запрещается применять:

– кабели с бумажно-масляной изоляцией;

– капитальный ремонт эл. двигателей переменного тока напряжением ≤1000 В и мощностью до 15 кВт, включительно;

– капитальный ремонт электрических двигателей свыше 15 кВт, в случае если затраты на ремонт составляют выше 70 % от стоимости нового двигателя.

б) рекомендуется применять:

– микропроцессорные устройства защиты и автоматики в шкафах 0,4 кВ, способные функционировать под управлением АСУ ТП;

– автоматические выключатели 0,4 кВ в комплекте с микропроцессорными блоками защит;

– устройства плавного пуска и частотно-регулируемого привода для электродвигателей насосов, тягодутьевых механизмов и вентиляторов (при экономическом обосновании целесообразности);

– электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, должно полностью удовлетворять требованиям по защите и излучению электромагнитных помех;

– упрощения схем в технически обоснованных случаях на основе применения аппаратов высокой степени надежности.

7.3.8.3 Устройства для регулирования частоты вращения электродвигателей

а) запрещается применять:

– если механизм по проекту или в условиях эксплуатации загружен более 80 % времени работы на 80 % номинальной мощности и более;

– если механизм не имеет резерва и его отключение вызывает останов генерирующего оборудования, снижение вырабатываемой мощности или нанесет существенный ущерб потребителям электрической и тепловой энергии;

– если механизм относится к ответственным и применение частотно-регулируемого привода не обеспечивает самозапуск электродвигателя механизма при перерывах электроснабжения сроком до 2,5 секунд; (Правила технической эксплуатации электростанций и сетей РФ (пункт 455));

– двух трансформаторные высоковольтные преобразователи частоты;

– один частотно-регулируемый привод, допускающий поочередную работу с более чем двумя механизмами.

б) рекомендуется применять:

– оптимизированные (идентичные) параметры высоковольтного «вентиля» силовых полупроводниковых приборов для избегания насыщения магнитной системы трансформатора (рост тепловых потерь в нем), перегрева, шума и вибрации двигателя;

– преобразователи частоты с векторным управлением;

– наличие функции исключения резонансных частот, при работе на которых наблюдается недопустимые вибрации, что может привести к поломке оборудования;

– преобразователи частоты с собственным КПД 96 % и более;

– частотно-регулируемый привод бестрансформаторного типа с двумя идентичными каскадами преобразовательных блоков, с возможностью инвертирования в сеть питания энергии динамического торможения механизма (рекуперации) при соответствующем проектном обосновании.

7.3.8.4 При использовании группы механизмов одного назначения (участвующих в одном технологическом процессе), если регулировочный диапазон обеспечивается одним механизмом, необходимо применять:

– один частотно-регулируемый привод, если допускается АВР резервного механизма на прямом пуске, с возможностью последующего перевода управления ЧРП на другой механизм, осуществляющий регулирование;

– два частотно-регулируемых привода, если по технологическому процессу требуется АВР резервного механизма на ЧРП, с возможностью последующего перевода управления ЧРП рабочего и резервного механизмов на иные механизмы, осуществляющие регулирование.

7.3.8.5 При использовании группы механизмов одного назначения (участвующих в одном технологическом процессе), если регулировочный диапазон обеспечивается двумя и более механизмами, необходимо:

а) определить минимально достаточное количество механизмов, одновременно осуществляющих регулирование во всех режимах работы электростанции;

б) одновременно работающие механизмы, осуществляющие регулирование, оснастить ЧРП с возможностью перевода управления на механизмы, осуществляющие регулирование в ремонтных схемах.

Вместо перевода ЧРП на управление другими механизмами допускается оснащение данных механизмов собственными ЧРП по результатам ТЭО.

7.3.8.6 Требования к комплексному проектированию приводов механизмов частотно-регулируемым приводом:

а) при выборе производителя частотно-регулируемого привода необходимо выполнить предпроектное обследование по методике производителя для правильного подбора конкретных технических решений, параметров оборудования и алгоритмов управления технологическим процессом;

б) мощность частотно-регулируемого привода должна быть выбрана с учетом потребляемой мощности приводимого механизма (насоса, вентилятора, компрессора, конвейера, мельницы и тп.) с учетом КПД механизма и электродвигателя, рабочей характеристики механизма, параметров всех возможных переходных процессов и их длительности;

в) принцип работы должен предусматривать автоматическую смену находящейся в работе вторичной обмотки трансформатора для частотно-регулируемого привода с последовательной модуляцией выходного сигнала на питание приводимого механизма с целью равномерного охлаждения и износа;

г) обеспечение электромагнитной совместимости высоковольтных преобразователей с системой электроснабжения, АСУ ТП, КИП и соответствия показателей качества электроэнергии действующим стандартам;

д) для частотно-регулируемого привода с программируемым контроллером (применяется на 3…10 кВ): предусмотреть возможность просмотра, сохранения, изменения внутренней логики програмируемого логического контроллера – ПЛК;

е) для всех типов частотно-регулируемого привода в поставку обязательно включать: все кабели, адаптеры, программное обеспечение, необходимые для работы с контроллерами частотно-регулируемого привода через ПК для мониторинга, изменения и сохранения параметров и т.д;

ж) программное обеспечение контроллера частотно-регулируемого привода и контроллеров вспомогательных систем должны иметь энергонезависимую память или внешний твердый носитель, после ввода в эксплуатацию резервная копия финальной версии ПО со всеми настройками должна передаваться в эксплуатацию на отдельном носителе памяти;

и) конструктивное исполнение модуля частотно-регулируемого привода и шкафов, в которых он установлен, должны соответствовать помещению, в котором установлен привод (вентиляция, влажность, токопроводящая пыль, загазованность, температура, вибрация и т.д), достаточность вентиляции для утилизации выделяемого приводом тепла должна подтвеждаться тепловым проектным расчетом;

к) частотно-регулируемый привод, поддерживающий номинальные параметры выхода при изменении напряжения питания в диапазоне ± 10 % от номинального напряжения сети;

л) для ответственных механизмов - частотнорегулируемый привод, поддерживающий требуемый режим работы при изменении частоты питающей сети в диапазоне от 45 до 55 Гц;

м) должна быть предусмотрена механическая, электромагнитная или логическая блокировка силовых отсеков частотно-регулируемого привода и коммутационных аппаратов (не являющихся устройствами автоматического отключения) при его работе;

н) логику ПЛК частотно-регулируемого привода от производителя необходимо на стадии проектирования связывать с алгоритмами АСУ ТП, с предварительной проверкой правильности привязки моделированием всех возможных аварийных и переходных процессов;

п) если проектом обосновано применение частотно-регулируемого привода ответственных механизмов, цепи управления и собственных нужд частотно-регулируемого привода (обогрев, освещение, вентиляция) должны обеспечиваться электропитанием по 1-й категории надежности, не рекомендуется применять ИБП, рекомендуется применять подключение одного из питаний к сети постоянного тока ТЭС;

р) при проектировании частотно-регулируемого привода для управления существующим механизмом проектом предусмотреть выделение с вала основного механизма вспомогательных устройств на отдельный привод в части охлаждения, маслоснабжения и т.п., ввиду снижения количества оборотов основного механизма;

с) при проектировании частотно-регулируемого привода в случае регулирования механизмов с большим моментом инерции предусмотреть возможность поддержания заданого режима работы механизма при кратковременных посадках напряжения за счет использования накопленной механической энергии на валу электродвигателя.

т) при проектировании вентиляции и кондиционирования помещений, в которыепредусматривается установка ЧПР необходимо выполнить тепловой расчёт максимально возможного выделения тепла от ЧРП. По результатам разработать технические

решения, обеспечивающие климатический режим работы ЧРП в соответствии с документацией производителя ЧРП и с учётом требований 6.8.

7.3.9 Требования к системам оперативного постоянного тока

7.3.9.1 В системах оперативного постоянного тока запрещается применять:

а) аккумуляторные батареи открытого исполнения;

б) аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 20 лет;

в) аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом для ТЭС.

7.3.9.2 СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

а) устройств РЗА;

б) устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;

в) устройств сигнализации;

г) устройств коммерческого учета электроэнергии;

д) устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА;

е) приводов автоматических выключателей ЩСН напряжением 0,4 кВ;

ж) электродвигателей аварийного маслоснабжения подшипников турбоустановки.

7.3.9.3 СОПТ должна обеспечивать резервное питание:

а) инверторов резервного питания и другого оборудования АСУ ТП и связи;

б) светильников аварийного освещения.

7.3.9.4 Состав, схема соединения, компоновка оборудования и прокладка кабелей, входящих в СОПТ, должны быть выбраны исходя из условий обеспечения работоспособности хотя бы одного из взаиморезервирующих друг друга комплекта устройств РЗА и управления выключателями всех высоковольтных присоединений как в нормальном режиме, так и при выполнении ремонтных работ, при техническом обслуживании и при отказе любого элемента СОПТ.

7.3.9.5 СОПТ может иметь централизованную (единую для объекта) или децентрализованную структуру (каждое распределительное устройство напряжением выше 110 кВ, блок-генератора трансформатор, модуль АСУ и пр. оснащены собственным комплектом СОПТ). В централизованной СОПТ применяется один комплект компонентов, в децентрализованной - два и более, причем взаимное резервирование этих компонентов выполняется таким образом, чтобы каждый элемент СОПТ можно было вывести в ремонт (для ТО) без снижения общей надежности работы СОПТ объекта.

7.3.9.6 Состав каждого комплекта СОПТ при централизованной структуре определяется разнообразием и территориальной распределённостью ЭТО объекта, и в минимальной комплектации должен содержать следующие компоненты:

а) две АБ для ТЭС;

б) одна АБ для ВИЭ;

в) по 2 стационарных зарядных устройства на каждую АБ;

г) два ЩПТ для ТЭС;

д) один ЩПТ для ВИЭ;

е) стабилизаторы напряжения (при обосновании в проекте);

ж) разрядное сопротивление;

и) шкафы распределения оперативного тока;

к) кабельная распределительная сеть;

л) отключающие аппараты защиты от сверхтоков (коротких замыканий и перегрузок);

м) устройства защиты от перенапряжений;

н) коммутационные аппараты;

п) устройства мониторинга СОПТ;

р) устройство контроля изоляции полюсов сети относительно «земли»;

с) систему автоматизированного поиска мест повреждения изоляции полюсов сети (фидеров) относительно земли (поиск «земли»);

т) устройства регистрации аварийных процессов и событий СОПТ в составе АСУ ТП по требованию заказчика и при наличии обоснования в проекте;

у) средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в АСУ ТП, с дублированием в электронном виде и фиксации в электронном журнале сообщений.

7.3.9.7 Типовой состав каждого комплекта СОПТ, в децентрализованной структуре содержит следующие компоненты:

а) одна АБ;

б) два стационарных зарядных устройства;

в) стабилизаторы напряжения (при обосновании в проекте);

г) ЩПТ с резервным вводом от другой (других) децентрализованных СОПТ;

д) разрядное сопротивление;

е) шкафы распределения оперативного тока;

ж) кабельная распределительная сеть;

и) отключающие аппараты защиты от сверхтоков (коротких замыканий и перегрузок);

к) устройства защиты от перенапряжений;

л) коммутационные аппараты;

м) устройства мониторинга СОПТ;

н) устройство контроля изоляции полюсов сети относительно «земли»;

п) систему автоматизированного поиска мест повреждения изоляции полюсов сети (фидеров) относительно земли (поиск «земли»);

р) устройства регистрации аварийных процессов и событий СОПТ в составе АСУ ТП по требованию заказчика и при наличии обоснования в проекте;

с) средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в АСУ ТП, с дублированием в электронном виде и фиксации в электронном журнале сообщений.

7.3.9.8 Электротехнические характеристики СОПТ:

а) номинальное напряжение: 220 В;

б) нормально допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников ± 5%;

в) предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнительных зарядов АБ ± 10 %.

7.3.9.9 Суммарное сопротивление каждого полюса СОПТ относительно земли должно быть не менее 150 кОм.

7.3.9.10 В СОПТ должно использоваться оборудование со сроком службы не менее 20 лет.

7.3.9.11 Оборудование СОПТ должно иметь климатическое исполнение, соответствующее категории размещения УХЛ4.2 в соответствии с ГОСТ 15543.1.

7.3.9.12 Оборудование СОПТ должно соответствовать требованиям стойкости к механическим внешним воздействующим факторам по группе М13 ГОСТ 17516.1 и должно иметь сейсмическую стойкость, соответствующую географическому расположению объекта.

7.3.9.13 Оборудование СОПТ должно иметь заключения об электробезопасности и пожаробезопасности.

7.3.9.14 Оборудование и отдельные устройства в составе компонентов СОПТ должны соответствовать требованиям электромагнитной совместимости и испытаны на помехоустойчивость в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5.

7.3.9.15 Оборудование СОПТ должно быть рассчитано на эксплуатацию с периодичностью технического обслуживания не менее чем 3 года.

7.3.9.16 Возможность замены неисправного оборудования должна быть обеспечена без демонтажа исправного. Должен быть обеспечен свободный доступ к клеммам оборудования для ревизии контактных соединений.

7.3.9.17 В СОПТ запрещается:

а) длительная параллельная работа двух и более АБ;

б) использование отключающих защитных и коммутационных аппаратов, не сертифицированных для применения в электроустановках постоянного тока;

в) подключение к сети СОПТ устройств с сопротивлением цепи питания относительно «земли» менее 1 МОм.

7.3.10 Требования к электропитанию устройств релейной защиты и автоматики от система оперативного постоянного тока

7.3.10.1 Основные и резервные комплекты устройств РЗА должны иметь раздельное электропитание (от разных АБ через разные секции ЩПТ, через разные ШРОТы).

7.3.10.2 Для устройств РЗА должны быть выделены отдельные секции шин или сборки на ЩПТ и отдельные ШРОТы.

7.3.10.3 Цепи взаимного резервирования между сборками щитов постоянного тока и шкафами распределения оперативного тока должны иметь два коммутационных и защитных аппарата, размещенных в разных шкафах.

7.3.10.4 Проводники СОПТ должны удовлетворять требованиям по термической стойкости и невозгораемости.

7.3.10.5 Все компоненты и электроприемники системы оперативного постоянного тока должны быть защищены от токов короткого замыкания и перегрузки отключающими защитными аппаратами: плавкими предохранителями и/ или автоматическими выключателями. Защитные коммутационные аппараты должны быть предназначены заводом изготовителем для применения их в цепях постоянного тока.

7.3.10.6 Защитные аппараты должны обеспечивать отключение коротких замыканий в любой точке СОПТ, сопровождающихся снижением напряжения на сборках ЩПТ и ШРОТ глубиной более 50 % со временем, не превышающим 50 мс.

7.3.10.7 Времятоковые характеристики защитных аппаратов должны обеспечивать селективное отключение во всем диапазоне возможных значений сверхтоков.

7.3.10.8 Должно быть обеспечено дальнее резервирование автоматических выключателей действием плавких предохранителей 2-го уровня при трехуровневой системе защиты, действием плавких предохранителей 1-го уровня при двухуровневой системе защиты. Дальнее резервирование плавких предохранителей не требуется.

7.3.10.9 СОПТ должна иметь защиту от коммутационных перенапряжений и импульсных помех, проникающих через распределительную сеть из первичных силовых цепей объекта и контура заземления.

7.3.10.10 Неисправности компонентов СОПТ должны выявляться автоматически средствами мониторинга и средствами самодиагностики устройств компонентов СОПТ.

7.3.10.11 Информация о событиях, неисправностях компонентов, отклонениях от нормального режима работы компонентов СОПТ должна:

– визуализироваться по месту возникновения (местная сигнализация);
– фиксироваться средствами мониторинга;
– передаваться от устройств мониторинга, в полном объеме, в АСУ ТП.

7.3.10.12 Информация о событиях, неисправностях компонентов, отклонениях в режиме работы СОПТ средствами АСУ ТП объекта должна быть структурирована и отражена на АРМ оперативного персонала в объеме, достаточном для принятия персоналом объекта оперативных решений.

7.3.10.13 Поиск «земли» должен обеспечиваться, в пофидерном режиме, без отключения электроприемников и без инжекции в сеть СОПТ токов, способных вызвать ложное срабатывание устройств РЗА.

7.3.10.14 Монтаж кабелей отходящих присоединений в шкафах ЩПТ, в ШРОТ и в шкафах РЗА должен обеспечивать возможность охвата любого кабеля и/ или отдельных жил кабеля переносными датчиками - токовыми клещами при поиске места замыкания на землю в СОПТ.

7.3.11 Требования к аккумуляторным батареям

7.3.11.1 АБ предназначены для питания электроприемников постоянного тока при отсутствии питания от зарядных устройств и, при необходимости, для компенсации импульсов тока нагрузки, превышающих возможности зарядных устройств.

7.3.11.2 АБ должна обеспечивать:

– питание всех подключенных к СОПТ электроприемников при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд объекта) в течение расчетного времени, необходимого для восстановления нормальной работы СОПТ;

– максимальные расчетные толчковые токи в конце гарантированного 2-часового (не менее) разряда током нагрузки при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд объекта).

7.3.11.3 При реконструкции или техническом перевооружении ЭТО, должны устанавливаться стационарные герметизированные малообслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы с устройством рекомбинации газов, также допускается применение стационарных свинцово-кислотные аккумуляторов открытых (вентилируемых) типов по ГОСТ Р МЭК 60896. Срок службы АБ должен быть не менее 20 лет.

7.3.11.4 Емкость АБ должна выбираться с учетом ограничения по глубине разряда аккумуляторов, а также с учетом возможных ограничений по импульсам тока разряда, указанным в технических условиях на аккумуляторы.

7.3.11.5 АБ должна иметь датчик температуры, для корректировки напряжения поддерживающего заряда, и средства контроля его исправности.

7.3.11.6 Аккумуляторы должны иметь фильтр-пробки, обеспечивающие снижение испарений электролита и позволяющие производить доливку дистиллированной воды не

чаще, чем один раз в 3 года.

7.3.11.7 Для выявления отстающих элементов в АБ должен использоваться контроль симметрии напряжения групп аккумуляторов АБ (двух или четырех). Допустимая асимметрия напряжения групп аккумуляторов должна соответствовать допустимому разбросу напряжений на элементах батареи, указанному в инструкции по эксплуатации аккумулятора.

7.3.11.8 Размещение АБ и ЩПТ должно обеспечивать применение соединяющего их кабеля минимальной длины, как правило, не более 20 м.

7.3.11.9 Присоединение АБ к защитным аппаратам первого уровня должно осуществляться медными одножильными гибкими (многопроволочными) кабелями с кислотостойкой изоляцией.

7.3.11.10 Суммарная индуктивность цепей, соединяющих АБ и ЩПТ, должна обеспечивать значение постоянной времени, не более 5 мс.

7.3.11.11 Корпуса аккумуляторов должны изготовляться из ударопрочного материала, не поддерживающего горения.

7.3.11.12 Конструкция аккумуляторной батареи (стеллаж, аккумуляторы, межаккумуляторные перемычки и внешние присоединения) должна иметь сейсмическую стойкость, соответствующую географическому расположению объекта.

7.3.11.13 Аккумуляторы должны поставляться заправленные электролитом. Срок хранения аккумуляторов до постановки на заряд не должен превышать допустимого для аккумуляторов данного типа (не более 6 месяцев). При поставке сухозаряженных аккумуляторов следует включать в комплект поставки АБ электролит, рекомендованный поставщиком аккумуляторов.

7.3.11.14 Аккумуляторы должны поставляться со стеллажом и с комплектом штатных изолированных перемычек, динамометрическим ключом для монтажа межэлементных соединений и 3-мя комплектами вспомогательных средств, минимально необходимых для обслуживания АБ в процессе эксплуатации.

7.3.11.15 АБ должны размещаться в разных помещениях. Допускается установка 2-х АБ в одном помещении, при условии их разделения негорючими перегородками класса К0 с пределом огнестойкости не менее EI45.

7.3.11.16 Аккумуляторное помещение должно быть оборудовано принудительной приточно-вытяжной вентиляцией.

7.3.11.17 Помещения аккумуляторных батарей, в которых производится заряд аккумуляторов при напряжении более 2,3 В на элемент, должны соответствовать требованиям к взрывоопасным помещениям класса В-Iа.

7.3.11.18 Запрещается:

– использовать аккумуляторы закрытых типов с гелевым электролитом, кроме их использования в шкафах оперативного тока;

– подключать какую-либо нагрузку к части элементов АБ.

7.3.12 Требования к зарядным устройствам

7.3.12.1 Зарядные устройства предназначены для питания электроприемников постоянного тока и заряда аккумуляторных батарей. На каждую АБ должно быть не менее двух зарядных устройств, иное должно быть обоснованно в проекте.

7.3.12.2 Для ВИЭ мощность одного зарядного устройства должна обеспечивать питание всех подключенных к СОПТ устройств РЗА и соленоидов отключения высоковольтных

выключателей, в том числе при действии УРОВ.

7.3.12.3 Мощность двух зарядных устройств, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к комплекту СОПТ электроприемников объекта с учетом проведения одновременно ускоренного заряда одной АБ до 90 % номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

7.3.12.4 Технические параметры зарядных устройств должны полностью соответствовать типу аккумуляторов по пульсациям тока поддерживающего заряда, как правило, не более 5 А на 100 Ач емкости АБ.

7.3.12.5 Пульсации напряжения при работе зарядного устройства на полную нагрузку комплекта СОПТ, при отключенной АБ, не должны превышать 5 % $U_{ном}$.

7.3.12.6 Точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда должна быть не хуже ±1 %.

7.3.12.7 Зарядные устройства должны иметь блокировку режима уравнительного и ускоренного заряда при неисправности принудительной приточно-вытяжной вентиляции аккумуляторного помещения.

7.3.12.8 Зарядные устройства должны обеспечивать термокомпенсацию напряжения поддерживающего заряда аккумуляторов.

7.3.12.9 Зарядные устройства должны обеспечивать заряд АБ в автоматическом трехступенчатом режиме (ступень ограничения начального тока заряда, ступень ограничения напряжения, ступень термокомпенсированной стабилизации напряжения).

7.3.12.10 Зарядное устройство должно автоматически включаться после перерывов питания со стороны переменного тока и продолжать работать в том режиме, в котором работало до перерыва питания.

7.3.12.11 Зарядные устройства должны обеспечивать возможность задания и автоматического контроля следующих параметров:

а) начального тока заряда полностью разряженной АБ, как правило, на уровне 0,3 С 10;

б) напряжения уравнительного заряда аккумуляторов в интервале 2,3-2,4 В с погрешностью не более ±2 %;

в) напряжения поддерживающего заряда в соответствии с типом аккумуляторов и их количеством в аккумуляторной батарее;

г) коэффициента температурой компенсации напряжения поддерживающего заряда;

д) продолжительности уравнительного заряда в интервале от 0,5 до 72 часов с последующим автоматическим переходом в режим поддерживающего заряда.

7.3.12.12 Два зарядных устройства одной АБ не должны размещаться в одном или рядом расположенных шкафах.

7.3.12.13 Для проведения индивидуальной подзарядки, тренировки отстающих элементов АБ должно применяться переносное зарядно-разрядное устройство.

7.3.13 Требования к щитам постоянного тока

7.3.13.1 ЩПТ предназначен для подключения источников питания (АБ и зарядных устройств) и распределения электроэнергии по группам электроприемников СОПТ.

7.3.13.2 Количество ЩПТ на объекте, как правило, должно быть равно числу АБ.

7.3.13.3 В пределах каждого ЩПТ должно обеспечиваться размещение коммутационных и защитных аппаратов, устройств контроля изоляции, устройств мониторинга, устройств защиты от перенапряжений, устройств регистрации аварийных событий, местной

сигнализации, рядов клемм для присоединения кабельных линий.

7.3.13.4 ЩПТ должен иметь секции шин или сборки с отдельными цепями ввода питания для кабельных линий, питающих микропроцессорные терминалы и цепи, не выходящие за пределы релейного щита и секции шин или сборки с отдельными цепями ввода питания для кабельных линий, выходящих за пределы здания или питающих приводы высоковольтных выключателей.

7.3.13.5 По требованию заказчика ЩПТ может иметь устройство «мигающего плюса».

7.3.13.6 В ЩПТ должно быть предусмотрено место для хранения запасных плавких вставок предохранителей.

7.3.13.7 Шкафы ЩПТ должны запираться.

7.3.13.8 На дверцах шкафов ЩПТ могут размещаться измерительные приборы и устройства световой сигнализации.

7.3.13.9 Органы управления и коммутации должны размещаться внутри шкафов.

7.3.13.10 Конструкция шкафов ЩПТ должна соответствовать ГОСТ IEC 61439-1.

7.3.13.11 Размещение аппаратуры и рядов клемм в шкафах ЩПТ должно обеспечивать возможность свободного доступа к любому из них для замены, выполнения ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию.

7.3.13.12 Размещение органов управления и средств отображения информации о состоянии СОПТ должно соответствовать ГОСТ 12.2.033.

7.3.13.13 Запрещается установка секционирующих рубильников между секциями или сборками питания устройств РЗА в пределах одного ЩПТ.

7.3.14 Требования к распределительным сетям и шкафам распределения оперативного тока

7.3.14.1 Кабели от разных АБ и ЩПТ должны прокладываться по разным трассам. Минимальное расстояние между трассами в местах сближения должно быть не менее 3 метров. Запрещается использование в цепях ввода бронированных и экранированных кабелей, а также металлических распорок и стягивающих хомутов.

7.3.14.2 ШРОТ предназначены для распределения электроэнергии по цепям питания конечных электроприемников, размещения коммутационных и защитных отключающих аппаратов.

7.3.14.3 Конструкция ШРОТ должна соответствовать ГОСТ IEC 61439-1.

7.3.14.4 ШРОТ с отключающими защитными аппаратами нижнего уровня должны быть установлены в непосредственной близости от электроприемников.

7.3.14.5 ШРОТ должны иметь вводы питания от разных секций одного ЩПТ или от ЩПТ разных АБ. Каждый ввод должен подключаться через коммутационный аппарат для обеспечения проведения ремонтных работ.

7.3.14.6 Каждый потребитель ШРОТ должен иметь возможность питания от всех вводов, отсутствие двух питаний для отдельных не ответственных потребителей должно быть обосновано в проекте.

7.3.14.7 Для автоматического включения резервного питания устройств РЗА сборки ШРОТ допускается подключать к секциям ЩПТ через разделительные диоды, устанавливаемые в одном полюсе.

7.3.14.8 Запрещается объединение на одной сборке цепей питания электроприемников, чувствительных к перенапряжениям и высокочастотным помехам (микропроцессорные

устройства, устройства связи и т.п.), и цепей, выходящих за пределы помещения, в котором размещен ШРОТ.

7.3.15 Требования к защите от сверхтоков и перенапряжений

7.3.15.1 Для защиты от коротких замыканий и перегрузок должна использоваться трех- или двухуровневая система отключающих защитных аппаратов.

7.3.15.2 На верхних уровнях должны применяться комбинированные коммутационно-защитные аппараты с плавкими предохранителями, на нижнем уровне допускается применение автоматических выключателей, предназначенных для работы в постоянном токе.

7.3.15.3 Номинальные напряжения защитных аппаратов должны соответствовать наибольшему рабочему напряжению в режимах уравнительного и ускоренного зарядов аккумуляторной батареи.

7.3.15.4 На верхних уровнях защиты от коротких замыканий и перегрузок должны быть установлены плавкие предохранители, сертифицированные для применения в электроустановках постоянного тока соответствующего напряжения и категории применения. Отключающая способность, время срабатывания и чувствительность отключающих защитных аппаратов переменного тока, при использовании их в электроустановках постоянного тока, должны быть подтверждены производителем аппаратов.

7.3.15.5 Плавкие вставки должны иметь датчики состояния, а сигналы с датчиков должны отображаться в системе местной индикации и передаваться в АСУ ТП.

7.3.15.6 Комбинированные коммутационно-защитные аппараты с плавкими вставками должны иметь датчики положения «включено/ отключено», а сигналы с датчиков должны передаваться в АСУ ТП.

7.3.15.7 Конструкция защитных устройств верхних уровней должна обеспечивать их безопасное обслуживание и замену плавких вставок под напряжением.

7.3.15.8 В качестве защитных аппаратов нижнего уровня следует использовать автоматические выключатели или комбинированные аппараты «предохранитель-выключатель-разъединитель», сертифицированные для применения в электроустановках постоянного тока.

7.3.15.9 Параметры срабатывания отключающих защитных аппаратов нижнего уровня следует проверять по условиям отстройки от пусковых токов нагрузки и от токов заряда и перезаряда емкости кабельной сети.

7.3.15.10 Отключающие защитные аппараты всех уровней должны обеспечивать селективное отключение сверхтоков.

7.3.15.11 Количество запасных плавких вставок должно быть не менее удвоенного количества вставок, установленных в СОПТ, номинальные параметры запасных вставок должны соответствовать установленным в СОПТ.

7.3.15.12 При срабатывании плавкого предохранителя, замене подлежат плавкие вставки в обоих полюсах.

7.3.15.13 Расчет токов короткого замыкания в СОПТ должен проводиться в соответствии с ГОСТ 29176.

7.3.15.14 Отключающие защитные аппараты должны быть чувствительными к дуговым коротким замыканиям.

7.3.15.15 СОПТ должна иметь устройства защиты от импульсных перенапряжений, обусловленных работой молниезащиты, коммутационных аппаратов, короткими замыканиями в высоковольтных распределительных устройствах объекта.

7.3.15.16 В ЩПТ для защиты от перенапряжений рекомендуется использовать кремниевые диоды, подключаемые через плавкие предохранители между полюсами сборок и землей. Диоды должны иметь номинальный ток не менее 160 А. Величина тока утечки устройства в течение срока эксплуатации объекта не должна превышать допустимое значение по сопротивлению полюсов сети относительно земли.

7.3.15.17 Необходимо обеспечить контроль за исправностью устройства защиты от перенапряжений.

7.3.16 Требования к системам мониторинга систем оперативного постоянного тока

7.3.16.1 Мониторинг СОПТ должен обеспечивать автоматический контроль и регистрацию параметров режима СОПТ, оповещение дежурного персонала об отклонениях параметров режима от допустимых значений.

7.3.16.2 Должен быть обеспечен контроль с автоматической регистрацией и сообщениями о недопустимых отклонениях следующих параметров:

а) тока заряда АБ;

б) пульсаций тока заряда АБ;

в) напряжений между выводами АБ (напряжений групп аккумуляторов);

г) напряжений на сборках ЩПТ;

д) пульсаций напряжения на выходе зарядного устройства;

е) сопротивлений изоляции полюсов распределительной сети относительно «земли».

7.3.16.3 Должен быть обеспечен контроль с автоматической регистрацией и сообщениями об изменениях:

а) целостности цепи АБ (обрыв);

б) симметрии напряжений групп аккумуляторов АБ;

в) исправности зарядных устройств;

г) положения коммутационных аппаратов цепи ввода АБ и ЩПТ.

7.3.16.4 На ЩПТ должны быть устройства отображения параметров режима СОПТ и состояния защитных аппаратов. Отображению на ЩПТ подлежат следующие параметры:

а) напряжения на сборках;

б) сопротивления изоляции полюсов сети относительно «земли»;

в) состояния плавких вставок предохранителей;

г) целостности цепи АБ и исправности зарядных устройств;

д) ток в цепи АБ;

е) напряжения групп аккумуляторов АБ;

ж) напряжений между полюсами ввода АБ и «землей».

7.3.16.5 В ШРОТ, при необходимости, могут быть установлены устройства отображения:

а) напряжения на сборках;

б) состояния плавких вставок предохранителей.

7.3.16.6 Следует предусматривать постоянный мониторинг обесточенных цепей аварийного освещения с целью контроля их целостности, своевременного выявления коротких замыканий и замыканий на землю.

7.3.16.7 Устройство контроля изоляции должно выполнять автоматическое измерение сопротивления изоляции полюсов сети СОПТ относительно земли и выдавать сигнал в АСУ ТП при снижении сопротивления одного или одновременно двух полюсов ниже 135 кОм.

7.3.16.8 На каждом ЩПТ должны регистрироваться средствами АСУ ТП дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов и состоянии плавких предохранителей, сигналы неисправностей и аналоговые сигналы контролируемых параметров.

7.3.16.9 Регистрация аварийных процессов и событий в СОПТ должна выполняться средствами АСУ ТП.

Рекомендуемый состав регистрируемых аналоговых параметров:

а) межполюсное напряжение на вводной сборке ЩПТ;

б) токи в цепях АБ и ЗУ;

в) напряжения полюсов вводной сборки ЩПТ относительно «земли».

7.3.17 Требования к системам возбуждения турбогенераторов тепловых станций

7.3.17.1 При новом строительстве, реконструкции или капитальном ремонте с заменой генераторов на ТЭС необходимо применять системы возбуждения, выполнять проектирование, строительно-монтажные и пуско-налодочные работы в соответствии с Требованиями к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Применяемые в составе систем возбуждения АРВ сильного действия перед вводом в работу генерирующего оборудования должны успешно пройти испытания по Методическим указаниям по проведению испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов и алгоритмов их функционирования, а параметры их настройки должны быть подобраны и проверены в соответствии с Методическими указаниями по проверке параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Данные методические указания разрабатываются, утверждаются и размещаются на официальном сайте АО «СО ЕЭС».

7.3.17.2 При проектировании помещений для установки систем возбуждения необходимо обеспечить указанные производителем систем возбуждения климатические условия эксплуатации с учётом 6.8.

7.3.17.3 Граничные характеристики систем возбуждения турбогенераторов приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Граничные характеристики системы возбуждения турбогенераторов ТЭС

Наименование характеристики	Значение
Срок эксплуатации	не менее 25 лет
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	должен совпадать с межремонтным циклом генератора
Параметры оборудования в силовых цепях питания систем возбуждения должны обеспечивать при номинальном напряжении:	
Кратность форсировки по току	не менее 2.0 о.е.
Кратность форсировки по напряжению	не менее 2.0 о.е.; не менее 2,5 о.е. для статических тиристорных систем

7.3.18 Требования к вспомогательному оборудованию

7.3.18.1 Перспективным направлением в переоснащении вспомогательного оборудования является применение малообслуживаемого оборудования с увеличенным межремонтным циклом и меньшим объемом регламентных работ.

7.3.18.2 Рекомендуется применять:

а) малообслуживаемое оборудование;

б) системы управления на базе современных микропроцессорных устройств серийного производства и с использованием серийных программных продуктов, обеспечивающих сбор, отображение и передачу в АСУ ТП текущих параметров и выработку сигналов управления;

в) современные антифрикционные материалы (в т.ч. на узлах скольжения, уплотнения затворов);

г) современную систему антикоррозионной защиты с длительным сроком эксплуатации;

д) механизмы главного и вспомогательного подъема, механизмы передвижения и управления с частотным регулированием скоростей.

7.3.18.3 Запрещается применять:

а) устаревшее оборудование, снимаемое с производства;

б) антикоррозийную обработку металлоконструкций с гарантийным сроком действия менее 8 лет.

Рекомендованные эксплуатационные характеристики вспомогательного оборудования приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Эксплуатационные характеристики вспомогательного оборудования

Наименование характеристики	Значение
Срок эксплуатации	Не менее 20 лет
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Не менее 5 лет

7.3.19 Требования к арматуре теплоэлектростанций и котельных

7.3.19.1 Рекомендуется применять малообслуживаемое оборудование, зарекомендованное надёжностью эксплуатации в период всего расчётного срока службы с увеличенным межремонтным циклом и меньшим объемом регламентных работ.

7.3.19.2 Текущий ремонт арматуры (набивка сальников, смазка и т.п.) - не ранее чем через 10000 часов работы.

7.3.19.3 Назначенный срок службы до первого ремонта выемных деталей арматуры - не менее 4-х лет (30000 часов работы).

7.3.19.4 Назначенный срок службы до списания:

а) выемных частей и комплектующих изделий - не менее 10 лет (75000 часов работы);

б) корпусных деталей – не менее 200000 часов работы.

Назначенный срок службы до первого капитального ремонта - не менее 5 лет.

7.3.19.5 Наработка ЗРА до отказа - не менее 500 циклов для напорной и обратной арматуры.

7.3.19.6 Наработка на отказ:

а) для регулирующих клапанов $Д_у$<100мм - 12000 часов (400 циклов);

б) для запорно-дроссельной арматуры $Д_у$≥100м - 250 циклов.

Наработка до отказа для остальной регулирующей арматуры - не менее 15000 часов (300 циклов).

7.3.19.7 Наработка до отказа для предохранительной арматуры - не менее 200 циклов.

7.3.19.8 В таблицах 9-13 приведены характеристики запорной арматуры.

Таблица 9 - Характеристики запорной арматуры для транспортируемой среды «сетевая вода»

Наименование характеристики	**Значение**
Тип присоединения и срок службы	Присоединительные патрубки под фланцевые соединения или приварку (фланцевая или с концами, разделанными под сварку). Расчетный срок службы не менее 30 лет
Конструкция	Полнопроходные диаметром: - до 530 мм включительно - преимущественно шаровые краны с тефлоновым уплотнением (при температуре среды до 150 °С); - от 630 мм и выше - шаровые краны с тефлоновым уплотнением (при температуре среды до 150 °С), при экономической целесообразности, важности и надежности узла отключения; - свыше 530 мм – поворотные трехэксцентриковые затворы с металлическим уплотнением в корпусе затвора. Допускается применять стандартно-проходную запорную арматуру на дренажных, байпасных линиях; воздушниках и при устройстве приборов КИП. Корпус шаровых кранов диаметром до 273 мм включительно должен быть цельнотянутым без сварных швов. Для изготовления шаровых кранов диаметров от 325 мм и выше допускается применение сварного корпуса и патрубков, выполненных из заготовок с одним продольным сварным швом.Не допускается наличие сварных швов на корпусе ЗРА. Крепление привода/электропривода к корпусу затвора/ШК должно обеспечивать защиту от несанкционированного воздействия третьих лиц (в т.ч. кражи). Толщина стенки патрубка должна быть не менее толщины стенки трубы. На арматуре $Д_у$ 500 мм и более должен быть установлен электрический привод с местным и/или дистанционным управлением, Электрический привод с дистанционным управлением устанавливается также в случаях, если: - этого требует скорость выполнения технологических операций; - обслуживание арматуры затруднено или связано с опасностью для обслуживающего персонала. Рабочие органы запорной, запорно-регулирующей и регулирующей электроприводной арматуры, при исчезновении электропитания не должны менять своего положения Запорная арматура должна устанавливаться с соблюдением требований руководства/инструкции по эксплуатации производителя и ГОСТ 12.2.063
Параметры эксплуатации	Должна выдерживать пробное давление, установленное по условиям эксплуатации, и максимально возможную по условиям эксплутатации температуру рабочей среды

Наименование характеристики	Значение
Герметичность	Запорная арматура трубопроводов должна быть не менее класса В, в соответствии с ГОСТ 9544 в обоих направлениях, при максимальном перепаде давления рабочей среды

Таблица 10 - Характеристики запорной арматуры для транспортируемой среды «питательная вода»

Наименование характеристики	Значение
Тип присоединени и срок службы	Присоединительные патрубки под приварку. Расчетный срок службы не менее 30 лет
Конструкция	Допускается применять стандартно-проходную запорную арматуру на дренажных, байпасных линиях; воздушниках и при устройстве приборов КИП. Не допускается наличие сварных швов на корпусе ЗРА. Толщина стенки патрубка должна быть не менее толщины стенки трубы. На арматуре должен быть установлен электрический привод с местным и/или дистанционным управлением, укомплектованный ручным (аварийным) дублером, если это предусмотрено проектом объекта или заказом. Рабочие органы запорной, запорно-регулирующей и регулирующей электроприводной арматуры, при исчезновении электропитания не должны менять своего положения
Параметры эксплуатации	Должна выдерживать пробное давление, установленное по условиям эксплуатации, и максимально возможную по условиям эксплутатации температуру рабочей среды
Герметичность	Запорная арматура трубопроводов должна быть не менее класса В, в соответствии с ГОСТ 9544 в обоих направлениях, при максимальном перепаде давления рабочей среды

Таблица 11 - Характеристики запорной арматуры для транспортируемой среды «техническая вода»

Наименование характеристики	Значение
Тип присоединения и срок службы	Присоединительные патрубки под фланцевые соединения. Расчетный срок службы не менее 30 лет
Конструкция	Допускается применять стандартно-проходную запорную арматуру на дренажных, байпасных линиях; воздушниках и при устройстве приборов КИП. Не допускается наличие сварных швов на корпусе ЗРА. Толщина стенки патрубка должна быть не менее толщины стенки трубы. Электрический привод с дистанционным управлением устанавливается на арматуре в случаях, если: - этого требует скорость выполнения технологических операций;

Наименование характеристики	Значение
	- обслуживание арматуры затруднено или связано с опасностью для обслуживающего персонала. Рабочие органы запорной, запорно-регулирующей и регулирующей электроприводной арматуры, при исчезновении электропитания не должны менять своего положения
Параметры эксплуатации	Должна выдерживать пробное давление, установленное по условиям эксплуатации, и максимально возможную по условиям эксплутатации температуру рабочей среды
Герметичность	Не ниже класса В, в соответствии с ГОСТ 9544 в обоих направлениях, при максимальном перепаде давления рабочей среды

Таблица 12 - Характеристики запорной арматуры для транспортируемой среды «пар»

Наименование характеристики	Значение
Тип присоединения и срок службы	Присоединительные патрубки под приварку. На низких давлениях пара допустимо применение присоединительных патрубков под фланцевые соединения. Расчетный срок службы не менее 30 лет.
Конструкция	Полнопроходные диаметром: - до 65 мм включительно – клапана (вентиля) с конусоидальным затвором; - свыше 65 мм – клапана (вентиля) с клиновым затвором и сальниковым уплотнением из терморасширенного графита и фторопласта. На арматуре должен быть установлен электрический привод с местным и/или дистанционным управлением, в случаях: - $Д_у$ арматуры 500 мм и более; - если этого требует скорость выполнения технологических операций; - обслуживание арматуры затруднено или связано с опасностью для обслуживающего персонала. Рабочие органы запорной, запорно-регулирующей и регулирующей электроприводной арматуры, при исчезновении электропитания не должны менять своего положения. Электрический привод должен быть укомплектован ручным (аварийным) дублером, если это предусмотрено проектом объекта или заказом
Параметры эксплуатации	Должна выдерживать пробное давление, установленное по условиям эксплуатации, и максимально возможную по условиям эксплутатации температуру рабочей среды
Герметичность	Должна соответствовать классу А в соответствии с ГОСТ 9544 в обоих направлениях, при максимальном перепаде давления рабочей среды

Таблица 13 - Характеристики запорной арматуры для транспортируемой среды «газ»

Наименование характеристики	Значение
Тип присоединения и срок службы	Присоединительные патрубки под фланцевые соединения или приварку (фланцевая или с концами, разделанными под сварку). Расчетный срок службы не менее 30 лет
Конструкция	Полнопроходные - преимущественно шаровые краны с тефлоновым уплотнением. Только стальная арматура. Не допускается применение арматуры из ковкого и серого чугуна общего назначения и из цветных металлов. На арматуре должен быть установлен электрический привод с местным и/или дистанционным управлением. Арматура с дистанционным управлением приводится в действие посредством приводов следующих типов: - запорная арматура - пневмогидроприводы, электрогидроприводы, пневмоприводы, электроприводы и электромагнитные приводы; - регулирующая арматура - пневмоприводы, пневмогидроприводы, электроприводы, электрогидроприводы, исполнительные механизмы. Все типы приводов должны быть укомплектованы ручным (аварийным) дублером, если это предусмотрено проектом объекта или заказом
Параметры эксплуатации	Должны выдерживать испытательное давление и максимальные расчетные осевые напряжения
Герметичность	Должна соответствовать классу А в соответствии с ГОСТ 9544 в обоих направлениях, при максимальном перепаде давления рабочей среды

7.3.19.9 Корпуса поставляемой арматуры не должны содержать технологических отверстий, выполненных в процессе изготовления арматуры: линии опрессовки, линии для ввода зондов и проч., если это не предусмотрено заводской документацией.

7.3.19.10 Рекомендуется применять малообслуживаемые регулирующие клапаны, зарекомендованные надёжностью эксплуатации в период всего расчётного срока службы, с увеличенным межремонтным циклом и меньшим объемом регламентных работ, подходящие по характеристикам для использования в конкретных технологических схемах.

7.3.19.11 В питательных узлах паровых котлов применять поворотно дисковые регулирующие клапаны, корпусы поставляемых регулирующих клапанов должны быть цельнокованными.

7.3.19.12 Клапаны других конструкций (шиберные, тарельчатые, решетчатые) допускаются к применению в технически обоснованных случаях, при соблюдении мероприятий, снижающих эрозийный износ корпуса регулирующего клапана и питательного трубопровода за ним.

7.3.20 Требования к тепломеханическому оборудованию тепловых станций

7.3.20.1 Общие положения

Рекомендуется применять современное тепломеханическое оборудование, согласно таблицы 14 (указанный перечень производителей, а также тип применяемого оборудования по производителям не ограничивается данным перечнем).

Таблица 14 - Перечень предпочтительных производителей тепломеханического оборудования

Классификация оборудования		**Предпочтительный (проверенный) производитель**
Турбины	паровые	• АО «Силовые Машины»; • ООО «РК «Энергомаш»; • «КТЗ»; • «ЛМЗ»; • Уральский турбинный завод (УТЗ)
	газовые	• «ЛМЗ»
Котлы	паровые энергетические	• «ТКЗ»; • «Барнаульский КЗ»
	утилизаторы	• ОАО «Подольский машиностроительный завод»; • ОАО «Машиностроительный завод ЗИО-Подольск»
	водогрейные	• «Барнаульский КЗ»; • «Белгородский КЗ»; • «Дорогобужский КЗ»
Питательные насосы		• ОАО «НПО «Гидромаш»; • ООО «Вило Рус»; • ООО «Сиэнпи Рус»
Циркуляционные насосы		• ООО «ТехноСила»; • ОАО «Уралгидромаш» • ООО «Вило Рус»; • ООО «Сиэнпи Рус»
Сетевые насосы		• ОАО «Уралгидромаш»; • ООО «Вило Рус»; • ООО «Сиэнпи Рус»
Конденсационные насосы		• «ГМС Ливгидромаш»; • ООО «Вило Рус»; • ООО «Сиэнпи Рус»
Газовые компрессорные установки (ДКС)		• ОАО «Казанькомпрессормаш»

7.3.20.2 Котлоагрегаты

Рекомендуется применять котлоагрегаты, соответствующие современным экологическим требованиям-наилучшим доступным технологиям и обеспечивающие диапазон регулирования производительности от 30% до 100% без изменения состава работающего оборудования.

Граничные характеристики газомазутных котлов, котлов-утилизаторов, паровых турбин приведены в таблицах 15-17.

Таблица 15 - Граничные характеристики газомазутных котлов

Наименование характеристики	Значение
КПД котла	Не менее 95 %
Диапазон регулирования производительности	30% ... 100 %
Экологические нормы: Удельный выброс оксидов азота (NOx), мг/нм^3 Удельный выброс оксидов серы (SO2), мг/нм^3 Удельный выброс оксида углерода (CO), мг/нм^3	 125 400 300
Срок службы, лет	Не менее 40
Расчетный ресурс элементов, работающих под давлением, с расчетной температурой, в соответствующей зоне ползучести, час	Не менее 200000
Средняя наработка на отказ, час	Не менее 10000
Срок службы между капитальными ремонтами, лет	Не менее 8

Таблица 16 - Граничные характеристики котлов-утилизаторов

Наименование характеристики	Значение
КПД котла	Не менее 85 %
Диапазон регулирования производительности	30% ... 100 %
Срок службы, лет	Не менее 40
Расчетный ресурс элементов, работающих под давлением, с расчетной температурой, в соответствующей зоне ползучести, час	Не менее 200000
Средняя наработка на отказ, час	Не менее 7000
Срок службы между капитальными ремонтами, лет	Не менее 6

Рекомендуется применять турбины с высокой степенью маневренности в широком диапазоне нагрузок при большом межремонтном периоде и сроком службы не менее 30 лет.

Таблица 17 - Граничные характеристики паровых турбин

Наименование характеристики	Значение
Удельный расход теплоты, ккал/кВтч	1600
Диапазон регулирования мощности	30% ... 100 %
Расчетное допустимое количество пусков за срок службы, не менее: – из холодного состояния; – из неостывшего состояния; – из горячего состояния	 100 900 2000
Ресурс деталей и сборочных единиц из жаропрочных материалов, работающих при температуре более 450 °С, час	Не менее 200000
Срок службы, лет	не менее 40
Срок службы между ремонтами со вскрытием цилиндров не менее, лет (час)	12 (100000)
Средняя наработка на отказ единичного изделия, час	не менее 10000

Запрещается применять устаревшее оборудование, не соответствующее современным требованиям.

7.3.20.3 Газотурбинные установки

Рекомендуется применять: ГТУ, имеющие отработанную конструкцию и соответствующую нормативным требованиям к газотурбинным установкам, действующим в России.

ГТУ должна быть предназначена для работы в базовом, полупиковом и пиковом классах использования. ГТУ должна обеспечивать режимы работы в соответствии с классами использования, указанными в таблицах 18, 19.

Таблица 18 - Классы использования ГТУ

Класс использования		**Показатели использования**	
		Время работы, ч/год	**Число пусков, пуск/год**
1	Базовый	6000 – 8000	не более 100
2	Полупиковый	2000 – 6000	100 – 200
3	Пиковый	500 – 2000	200 – 500

Таблица 19 – Граничные характеристики концентраций загрязняющих веществ в выбросах в атмосферный воздух

Наименование характеристики	**Значение**
Экологические нормы: удельный выброс оксидов азота (NOx), мг/нм^3	не более 50

Время пуска и нагружения ГТУ от момента подачи топлива – не более 40 мин. Время пуска и ускоренного нагружения – не более 25 мин.

Общее количество пусков-остановов за весь срок службы оборудования ГТУ в базовом, полупиковом и пиковом классах использования должно быть не менее:

а) 1000 в базовом классе использования;

б) 2000 в полупиковом классе использования;

в) 5000 в пиковом классе использования.

ГТУ должна допускать до 3 последовательных пусков.

Требования к ремонтному циклу ГТУ:

а) малая инспекция (без вскрытия газовой турбины) с целью проверки состояния камер сгорания и элементов проточной части турбины и компрессора проводится не чаще чем через 8000 экв. час. наработки;

б) инспекция «горячей» части со вскрытием турбины и компрессора проводится не чаще, чем через 33 000 экв. час. наработки;

в) капитальный ремонт в соответствии с регламентом завода-изготовителя проводится не чаще, чем через 66 000 экв. час. наработки;

г) восстановительный ремонт с полной разборкой ревизией и заменой компонентов.

ГТУ в зависимости от их состояния проводится не чаще, чем через 100 000 экв. час. наработки;

Требования к надежности ресурс элементов горячей части газовой турбины:

а) рабочих лопаток турбины и лопаток соплового аппарата – не менее 33 000 часов;

б) жаровых труб и горелочных устройств камеры сгорания – не менее 25000 часов с определением дальнейшей эксплуатации по техническому состоянию.

7.3.21 Теплообменные аппараты

7.3.21.1 Тип, конструкция и оснащение теплообменников во всех случаях должны обосновываться технико-экономическими расчётами, удобством обслуживания и ремонтопригодностью.

7.3.21.2 Для выбора типа теплообменника необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

а) при обмене теплотой двух жидкостей или двух газов применять плоскопластинчатые, штампованнопластинчатые или ребристопластинчатые теплообменники.

Для сред, вызывающих повышенные отложения на поверхностях теплообменных аппаратов, приводящих к сокращению межремонтного периода, выбор обосновывается сравнительным расчётом ремонтно-эксплуатационных затрат для пластинчатых теплообмеников и многоходовых трубчатых теплообменников;

б) при подогреве жидкости паром температурой более 200 °С применение пластинчатых подогревателей не рекомендуется;

в) при обмене теплотой жидкости и газа применять трубчатые ребристые теплообменники (оребрение - со стороны газа); а в случае, когда компактность и малая масса являются приоритетными - плоскопластинчатые, штампованнопластинчатые или ребристопластинчатые теплообменники.

7.3.21.3 Во всём вновь поставляемом теплообменном оборудовании, работающем в среде, вызывающей коррозию – обязательно применение материалов, стойких к воздействию агрессивности среды и не содержащих в своём составе медь.

7.3.21.4 При реконструкции действующего теплообменного оборудования производить замену медьсодержащих материалов на изделия из нержавеющих сталей или иных коррозионностойких материалов.

7.3.21.5 Усложненные теплообменные аппараты (спиральные теплообменники, теплообменники с плавающей камерой, с сильфонным компенсатором, с подвижными трубными решетками) применять только в случае экономически обоснованной необходимости.

7.3.21.6 При формировании программы ремонтов, реконструкции теплообменных аппаратов, используемых в Обществе, критерием необходимости проведения капитального ремонта служит достижение в процессе эксплуатации заглушенных труб более 20% от общего количества в потоке, если иные ограничения не указаны в эксплуатационной документации завода-изготовителя.

7.3.22 Требования к водоподготовительному оборудованию и материалам

Рекомендуется применять современное водоподготовительное оборудование и материалы, согласно таблице 20 (указанный перечень производителей, а также тип применяемого оборудования по производителям не ограничивается данным перечнем).

Таблица 20 - Рекомендуемое к применению водоподготовительное оборудование и материалы

Классификация оборудования, материалов	**Предпочтительный (проверенный) производитель**
Осветлители	«Самарский Завод КВОиТ»
Механические фильтры	• ООО «Воронеж-Аква Сервис»; • ООО «Промышленное предприятие «ТЭКО-фильтр»
Установки ультрафильтрации, мембраны для ультрафильтрации	«Pentair»
Установки обратного осмоса, мембраны для обратного осмоса	• ЗАО НПК «Медиана-фильтр»; • АО «РМ Нанотех»

Классификация оборудования, материалов	Предпочтительный (проверенный) производитель
Установки дегазации	• ЗАО НПК «Медиана-фильтр»; • ООО «БМТ»
Установки электродеионизации, модули	• ЗАО НПК «Медиана-фильтр»; • ООО «БМТ»
Ионообменные фильтры для противоточного ионирования	• ЗАО НПП «Биотехпрогресс»; • ООО «Промышленное предприятие «ТЭКО-фильтр»
Фильтры смешанного действия для БОУ	• ЗАО НПК «Медиана-фильтр»; • АО Машиностроительный з-д «Астра»
Ионообменные смолы	• ООО ПО «ТОКЕМ»

В качестве барьерных фильтров грубой очистки предпочтительно использование сетчатых самопромывных фильтров с вакуумным сканером промывки.

7.3.23 Требования к горелкам

Рекомендуется осуществлять выбор горелок по типу регулирования с учетом теплопроизводительности котла, режима работы котла и технико-экономического обоснования:

а) для котлов теплопроизводительностью до 0,4 МВт:

1) обеспечивающих базовую нагрузку на отопление при минимальном количестве циклов включения-выключения – горелки с одноступенчатым регулированием. Применение двухступенчатых горелок возможно при технико-экономическом обосновании;

2) обеспечивающих только нагрузку на ГВС - горелки с двухступенчатым регулированием. Применение горелки с двухступенчатым плавным регулированием допустимо при технико-экономическом обосновании.

3) обеспечивающих нагрузку на отопление и ГВС - горелки с двухступенчатым плавным регулированием.

б) для котлов мощностью от 0,4 МВт до 2,5 МВт:

1) обеспечивающих базовую нагрузку на отопление при минимальном количестве циклов включения-выключения - горелки с двухступенчатым регулированием;

2) обеспечивающих только нагрузку на ГВС – горелки с двухступенчатым регулированием. Применение горелки с двухступенчатым плавным регулированием допустимо при технико-экономическом обосновании;

3) обеспечивающих нагрузку на отопление и ГВС - горелки с двухступенчатым плавным регулированием. При технико – экономическом обосновании допускается применение модулируемых горелок;

в) для котлов мощностью более 2,5 МВт - горелки с двухступенчатым плавным регулированием. Применение модулируемых горелок допустимо при технико-экономическом обосновании.

7.3.24 Требования к оборудованию котельных

7.3.24.1 Рекомендуется осуществлять выбор принципиальной схемы котельной и типа котлов в зависимости от мощности котельной, объема контура тепловой сети и технико-экономического обоснования.

7.3.24.2 Для котельных мощностью до 1 МВт включительно с малым объёмом контура тепловой сети (до 10 м^3) и непротяженными тепловыми сетями до потребителя применять одноконтурную схему в составе с водотрубными котлами.

7.3.24.3 Для котельных мощностью более 1 МВт со средним объёмом контура тепловой сети (от 10 до 50 м^3) применять двухконтурную схему в составе с водотрубными котлами на внутреннем контуре; подпитку внутреннего контура осуществлять без подпиточного бака, подпитку внешнего контура через подпиточный бак; допускается применение жаротрубных котлов только для двухконтурной схемы при технико-экономическом обосновании.

7.3.24.4 Для котельных мощностью более 1 МВт с большим объёмом контура тепловой сети (более 50 м^3) применять двухконтурную схему в составе с водотрубными котлами на внутреннем контуре; подпитку обоих контуров осуществлять через подпиточные баки. В условиях ограниченного финансирования – допускается применение подпиточного бака только для внешнего контура.

7.3.24.5 При строительстве котельных для I категории потребителей с обязательным 100% резервированием котла наибольшей установленной мощности, к установке принимать максимально-возможное количество котлов с учетом технико-экономического обоснования для снижения затрат на резервное оборудование.

7.3.24.6 Для котельных второй категории по энергоснабжении предусматривать стационарный дизель-генератор в случаях:

а) наличия одной высоковольтной линии электропередачи на ТП, КТП (один ввод высоковольтной линии электропередачи со стороны генерации);

б) наличия факта повреждений на источнике электроснабжения или линиях электропередач от источника за предшествующие три года;

в) отдаленности котельной от места размещения передвижных дизель-генераторов и не возможности обеспечения восстановления электроснабжения в течение более 1 часа.

7.3.24.7 При необходимости обеспечения котельной резервным топливом в виде дизельного топлива:

а) предусматривать на котельной установку одного котла с комбинированной горелкой;

б) емкость бака принимать в соответствии с СП 89.13330. Алгоритм системы автоматизации котельной должен содержать в себе:

1) алгоритм каскадного управления и ротации ведущего и ведомого котла, устанавливающий:

– выбор котла (ведущий/ведомый/резерв);

– смену котлов (ведущий/ведомый/резерв) по истечении времени наработки или выхода в аварийный режим одного из котлов (горелки);

– регулировку мощности котла в зависимости от температурного графика теплоносителя в зависимости от наружного воздуха;

– контроль параметров: температуру теплоносителя (подающий), давление теплоносителя (подающий, обратный трубопроводы), давление газа (перед котлом);

– контроль аварии (неисправности) горелки;

2) алгоритм каскадного управления и ротации насосов, устанавливающий:

– выбор насоса (ведущий/ведомый/резерв);

– смену насосов (ведущий/ведомый/резерв) по истечении времени наработки или выхода в аварийный режим одного из насосов;

– наличие теплоносителя до насосов (защита по сухому ходу). В случае отсутствия сигнала о наличии теплоносителя насос выводится из рабочего режима.

– контроль давления теплоносителя до/после насосов;

3) алгоритм управления баком подпитки, устанавливающий:

– контроль уровня воды в подпиточном баке, управление клапаном на заполнение бака;

– контроль аварийного уровня воды (минимум/максимум) в баке, включение сигнализации;

4) алгоритмы безопасности и аварийных ситуаций, устанавливающий:

– включение световой/звуковой сигнализации;

– постоянный контроль состояния и данных датчиков измерения и контроля параметров теплоносителя;

– контроль процесса работы котлового и насосного оборудования по максимально допустимым параметрам: температура, давление, наличие газа;

– контроль параметров сигнализатора загазованности. В случае превышения порогов CO и/или CH4 остановка работы котельной, включение световой/звуковой сигнализаций, передача сигнала диспетчеру;

– контроль охранно-пожарной сигнализации. Включение световой/звуковой сигнализаций, передача сигнала диспетчеру;

– включение сигнализации об аварийных ситуациях и выходах параметров за установленные значения;

– защиту оборудования от перепадов напряжения и перепадов давления в системе.

7.3.25 Требования к генерирующему оборудованию возобновляемых источников энергии

7.3.25.1 Генерирующее оборудование ветроэлектрической станции – совокупность ветроэлектрических установок, объединенных между собой кабельными (коллекторными) линиями, обеспечивающими выдачу электрической мощности в электрическую сеть.

7.3.25.2 Комплектная ветроэлектрическая установка состоит из:

а) неподвижной несущей конструкции (башни);

б) гондолы с расположенными в ней валом привода генератора, генератором, вспомогательным оборудованием;

в) комплекта лопастей, присоединенных к ступице вала и приводящих его во вращение.

7.3.25.3 Конкретный применяемый тип ветроэлектрической установки определяется по результатам проектирования ветроэлектрической станции. При выборе типа ветроэлектрической установки предпочтение должно отдаваться однотипным установкам (в том числе, использованным в ранее реализованных проектах).

7.3.25.4 Оборудование, применяемое в составе ветроэлектрической установки, должно быть сертифицировано в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании. Программное обеспечение, используемое для управления локальными системами ветроэлектрической установки, должно быть лицензионным и входить

в комплект поставки. Технические характеристики оборудования ВИЭ должны соответствовать требованиям обязательных нормативно-правовых актов.

7.3.25.5 Для обмена информацией между локальными системами управления ветроэлектрической установки и АСУ ТП верхнего уровня должны использоваться отраслевые общепринятые международные протоколы.

7.3.26 Требования к системам приточно-вытяжной вентиляции

7.3.26.1 В системах приточно-вытяжной вентиляции рекомендуется применять:

а) системы управления, обеспечивающие работу вентиляционных установок в автоматическом режиме;

б) системы дымоудаления с огнезадерживающими клапанами и клапанами дымоудаления;

в) системы управления, интегрированные с системой автоматического пожаротушения объектов ТЭС и обеспечивающие немедленное отключение вентиляционных установок при возникновении пожара или срабатывании пожарной сигнализации.

7.3.26.2 В системах технического и технологического воздуха рекомендуется применять компрессоры с переменной производительностью, оснащенные частотно-регулируемым приводом, при соответствующем техническом и экономическом обосновании в проекте.

7.3.26.3 Требования к проектированию помещений, в которых устанавливаются ЧРП и системы возбуждения генераторов (СВ):

а) выполнять тепловой расчет максимально возможносго выделения тепла от ЧРП и (или) СВ;

б) по результатам расчета разработать технические решения по утилизации выделяемого тепла устройствами вентиляции и кондиционирования;

в) рекомендуется использование выделяемого тепла для отопления помещений при соответствующем техникоэкономическом обосновании;

г) решения по вентиляции и кондиционированию должны обеспечивать круглогодичный климатический режим работы по температуре, влажности и другим параметрам, указанным производителем ЧРП и/или СВ, во всех режимах работы ЧРП и/или СВ.

7.3.27 Требования к насосным станциям и трубопроводам тепловых сетей

7.3.27.1 Основным перспективным направлением при ремонте, эксплуатации, строительстве, модернизации и реконструкции насосных станций и трубопроводов тепловых сетей является применение:

а) малообслуживаемого оборудования;

б) современных конструкций трубопроводов;

в) современных насосных агрегатов и энергоэффективного электротехнического оборудования;

г) арматуры и устройств на тепловых сетях с увеличенным межремонтным циклом и меньшим объемом регламентных работ;

д) предизолированных труб (в приоритете);

е) тепловых камер из монолитного железобетона в условиях подтопления.

7.3.27.2 При формировании программ ремонтов и реконструкции планировать объём выполнения регламентных работ с учётом требований инструкций, планировать выбор

участков тепловой сети, руководствуясь принципами комплексного и целесообразного выполнения реконструкции и результатами диагностирования состояния трубопроводов, для формирования целостных и протяженных участков тепловых сетей, выполненных современными способами прокладки с применением эффективных материалов и конструкций.

7.3.27.3 Основной задачей применения современных технологий прокладки и материалов, является создание работоспособной и эффективной системы ОДК за состоянием стальных трубопроводов и тепловой изоляции, позволяющей оперативно выявлять места утечек и тепловых потерь.

7.3.27.4 При организации нового строительства, проведения ремонтов, реконструкции трубопроводов тепловых сетей и насосных станций с целью повышения надежности их эксплуатации и снижения тепловых потерь рекомендуется применять:

1) требования при разработке проектно-сметной документации согласно таблице 21;

Таблица 21 - Требования в части проектной документации

Область регулирования	**Требования**
Основные нормативные документы	При проектировании тепловых сетей руководствоваться СП 61.13330, СП124.13330, СП 41-105, ФНП ОРПД, ПТЭ ТЭ, утвержденными приказом Минэнерго №115, ГОСТ 30732, РД 10-249, РД 10-400, ТР ТС 032/2013, ТР ТС 010/2011 При применении осевых сильфонных компенсаторов, сильфонных компенсационных устройств руководствоваться РД-3-ВЭП
Общие требования к выбору оборудования для изготовления трубопроводов тепловых сетей	Выбор оборудования для изготовления трубопроводов тепловых сетей должен производиться с соблюдением обязательных требований действующей нормативной документации, с учетом параметров, указанных в таблице 21
Трубы и фасонные изделия	Использование предизолированных труб и фасонных изделий высокой заводской готовности в ППУ-изоляции с системой ОДК. Материалы для изготвления труб и фасонных частей должны быть новыми
Тип прокладки	Выбор типа прокладки тепловой сети осуществлять в соответствии со СП 124.13330. При прокладке трубопроводов в проходных, полупроходных каналах и тоннелях применять трубы и фасонные изделия в ППУ-изоляции в полиэтиленовой оболочке с нанесением дополнительного покровного слоя из негорючих материалов (оцинкованная сталь, негорючие полимерные составы и пр.)
Сварные швы	100% контроль качества сварных швов трубопроводов неразрушающими методами (УЗК, рентгенографии и т.п.)
Тепловые камеры при бесканальной прокладке тепловых сетей	При наличии технической возможности и экономической обоснованности приоритет отдавать бескамерной технологии с изолированной арматурой заводского изготовления.

Область регулирования	Требования
	При необходимости устройства тепловых камер предусмотреть проектные решения по гидроизоляции строительных конструкций, устройству дренажей из тепловых камер в систему ливневой канализации через сбросные колодцы, мероприятия по предотвращению затопления камер при подпоре ливневой канализации; При проектировании тепловых камер в качестве люков применять конструкции в состав которых входят полимерные материалы. В конструкции люков с использованием полимерных материалов предусматривать запорные устройства в антивандальном исполнении
Попутный дренаж	На обводненных территориях и при высоком уровне грунтовых вод предусматривать попутный дренаж для отведения грунтовых вод в ливневую канализацию
Система оперативно-дистанционного контроля	В состав проектной документации в обязательном порядке включать раздел по организации системы оперативно-дистанционного контроля влажности изоляции

2) требования к стальным трубам и фасонным элементам трубопроводов (отводы, тройники и пр.) согласно таблицам 22 и 23;

Таблица 22 - Параметры к выбору оборудования для изготовления трубопроводов тепловых сетей

Параметр	Ссылка на нормативный документ	Пояснения для заполнения исходных данных в задании на проектирование
Максимальные параметры рабочей среды для тепловой сети	ФНП ОРПД (пункт 9, пункт 1 Приложения 1); СП 124.13330 (пункт 10.6)	Указать максимальные рабочие параметры теплоносителя (давление и температуру) в соответствии с СП 124.13330 (пункт 10.6)»
Назначение тепловой сети	ФНП ОРПД (пункт 9), ТР ТС 032/2013 (Приложение 2, пункт 43)	Указать: Назначение тепловой сети – передача тепловой энергии, теплоносителя
Группа рабочей среды тепловой сети согласно ТР ТС 032/2013	ФНП ОРПД (пункт 9)	Указать: 2-я группа рабочих сред согласно[2] согласно ТР ТС 032/2013»

[2] Группа рабочих сред - совокупность рабочих сред, подразделенных на: группу 1 (включает в себя рабочие среды, состоящие из воспламеняющихся, окисляющихся, горючих, взрывчатых, токсичных и высокотоксичных газов, жидкостей и паров в однофазном состоянии, а также их смесей) и группу 2 (прочие рабочие среды, которые не отнесены к группе 1).

Параметр	Ссылка на нормативный документ	Пояснения для заполнения исходных данных в задании на проектирование
Физико-химические свойства рабочей среды тепловой сети	ФНП ОРПД (пункт 9)	Указать вид теплоносителя (сетевая вода, пар). Указать условие: Нормы качества теплоносителя принять в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ (пункт 4.8)»
Прочие условия эксплуатации проектируемого участка тепловой сети, влияющие на его безопасность	ФНП ОРПД (пункт 9)	Указать (при необходимости) требование защиты проектируемого участка тепловой сети от воздействия известных заказчику опасных факторов (перечислить), данные о которых проектировщик не сможет получить из других источников
Характеристики окружающей среды в зависимости от места установки оборудования	ФНП ОРПД (пункт 70)	Указать требуемый способ прокладки проектируемого участка тепловой сети (подземный канальный (вид канала: непроходной, полупроходной, проходной, тоннель), подземный бесканальный, наземный, надземный, в помещении (отапливаемом или нет)), либо условие: Выбор типа прокладки тепловой сети осуществлять в соответствии с СП 124.13330». Указать условие определения характеристик окружающей среды по СП 131.13330 и СП 61.13330
Расчетный срок службы трубопроводов тепловой сети	СП 124.13330 (пункт 17.6)	Указать условие: расчетный срок службы трубопроводов тепловой сети принять 30 лет

Таблица 23 - Требования к стальной трубе и фасонным изделиям

Область регулирования	Требования
Стальная труба	Диаметром от 40 мм до 426 мм - по ГОСТ 8731, ГОСТ 8733 (группа В). Марка стали трубы принимается: • для подземной канальной прокладки - из стали марки Ст.20 по ГОСТ 1050; • для подземной бесканальной и для надземной прокладки - из сталей марки 09Г2С, 17Г1С или 17Г1С-У по ГОСТ 19281; • для трубопроводов Ду 219-426 мм допускается применение труб по ГОСТ 20295 тип 1 с оплавлением и сдавливанием кромок, с классом прочности К52 и удалением наружного и внутреннего грата сварного шва, а также по ГОСТ 10704. Диаметром 530 мм и выше - по ГОСТ 20295 тип 3, класс прочности К52, с одним продольным швом, или двумя швами при технико-экономическом обосновании, из сталей марок 09Г2С, 17Г1С или 17Г1С-У по ГОСТ 19281. При устройстве надземных трубопроводов тепловых сетей диаметром свыше 530 мм допускается применение спирально-шовной трубы с классом прочности 52 по ГОСТ 20295 (тип 2) или ТУ 14-3-954, из стали марки 17Г1С или 17Г1С-У по ГОСТ 19281, термообработанных по всему объему трубы
Фасонные изделия	Свойства стали фасонных изделий должны соответствовать аналогичным свойствам стали основного трубопровода. Для диаметров трубопроводов до Ду630 мм включительно должны применяться только цельнотянутые отводы. Для диаметров трубопроводов с Ду720 мм могут применяться сварные секторные отводы со 100% контролем качества сварных швов неразрушающими методами (УЗК, рентгенографии и т.п.). Для всех видов отводов рекомендуется принимать толщину стенок на 1 мм больше толщины стенки основной трубы. При ремонте участков тепловых сетей в ходе испытаний на прочность и плотность, при устранении локальных повреждений в отопительный период допускается применение сварных секторных отводов для всего ряда условных диаметров стальных труб. Применение фасонных изделий из спирально-шовной трубы не допускается
Соответствие нормативным документам	Стальные трубы и фасонные изделия должны соответствовать требованиям стандартов и технических условий, ТР ТС №032/2013, ФНП ОРПД. Стальные отводы, тройники, переходы и др. фасонные изделия должны соответствовать техническим требованиям ГОСТ 30732, ГОСТ 17375, ГОСТ 17376, ГОСТ 17378, ГОСТ 17380, СП 41-105 и др. Стальные трубы и фасонные изделия, на которые распространяются требования ТР ТС 032/2013, должны иметь декларацию о соответствии ТР ТС 032/2013

3) требования к предизолированным трубам, фасонным изделиям и теплоизоляционным материалам согласно таблице 24;

Таблица 24 - Требования к предизолированным трубам, фасонным изделиям и теплоизоляционным материалам

Область регулирования	**Требования**
Предварительная обработка стальной заготовки	Стальные трубы и фасонные изделия в обязательном порядке должны проходить дробеструйную очистку
Предварительная обработка полиэтиленовой оболочки	Полиэтиленовые трубы-оболочки в обязательном порядке должны проходить коронарную обработку
Технология изготовления полиэтиленовой оболочки и ее характеристика	Полиэтиленовые трубы-оболочки должны изготавливаться методом экструзии из первичного ПЭНД марки ПЭ-100 по ГОСТ Р 70628.1, черного цвета (светостабилизированы на уровне 2,0%-2,5% сажи). ПЭ трубы-оболочки должны иметь маркировку с указанием типа материала и показателя текучести расплава (190 °С/5,0 кг) по ГОСТ 11645. Все виды испытаний внешней полиэтиленовой оболочки, указанные в ГОСТ 30732, подтверждающие соответствие внешней оболочки показателям качества, должны рассматриваться как обязательные. Основные физико-механические свойства и размеры полиэтиленовой оболочки должны соответствовать требованиям ГОСТ 30732. Использование спирально-шовной полиэтиленовой оболочки не допускается
Технология изготовления стальной оболочки и ее характеристика	Оболочка из оцинкованной стали должна изготавливаться из тонколистовой оцинкованной стали с классом покрытия не ниже 350 по ГОСТ 14918, должна иметь толщину в соответствии с ГОСТ 30732, для всего ряда условных диаметров труб и фасонных изделий. Трубы-оболочки должны изготавливаться с внешним спиральным вальцованным замком
Материалы для изготовления и характеристика пенополиуретана	В качестве теплоизоляционного слоя должен применятся жесткий пенополиуретан, изготовленный на основе двух экологически безопасных химических компонентов: полиола и изоционата или температуростойкий пенополиуретан на основе циклопентана. Пенополиуретан должен обладать следующими свойствами: – плотность - не менее 60 кг/м^3; – прочность при сжатии при 10%-ной деформации в радиальном направлении - не менее 0,3 МПа; – водопоглощение при кипячении в течении 90 мин - не более 10 % по объему: • прочность на сдвиг в осевом направлении, при температуре 23 °С - не менее 0,12 МПа, 140 °С - не менее 0,08 МПа;

Область регулирования	Требования
	• теплопроводность при средней температуре 50 °С должна составлять не более 0,029 Вт/м
Соответствие нормативным документам	Готовые изделия должны соответствовать ГОСТ 30732
Защита открытых поверхностей пенополиуретана	Торцы тепловой изоляции предизолированных изделий в ППУ-изоляции, при транспортировке и хранении должны иметь гидроизоляционные заглушки, либо гидроизоляционное покрытие, легко удаляемые при монтаже
Теплоизоляция трубопроводов в камерах и павильонах	На участках трубопроводах в пределах тепловых камер в качестве наружного теплоизоляционного слоя применять сверхтонкие полимерные теплоизоляционные материалы типа «TLN «Ceramic»» или другие современные высокоэффективные теплоизоляционные материалы (по согласованию с техническим руководителем Общества). Применяемые теплоизоляционные материалы не должны менять свои свойства в диапазоне температур t = 20°С - 150 °С, количество наносимых слоев должно обеспечивать температуру на поверхности теплоизоляции не выше 40 °С. На участках трубопроводах в пределах павильонов в качестве наружного теплоизоляционного слоя применять ППУ-изоляцию в оцинкованной оболочке или, по согласованию с заказчиком, сверхтонкие полимерные теплоизоляционные материалы типа «TLN «Ceramic»» и другие современные высокоэффективные теплоизоляционные материалы с теплофизическими характеристиками, аналогичными характеристикам ППУ-изоляции
Тип теплоизоляции при ремонте теплоизоляционного покрытия на трубопроводах	Для подземной прокладки: - в тепловых камерах: сверхтонкий полимерный теплоизоляционный материал типа «TLN «Ceramic»» или аналогичные современные высокоэффективные теплоизоляционные материалы (по решению технического совета или технической комиссии филиала с обязательным участием технического директора станции); - в тоннелях: современные высокоэффективные минеральные теплоизоляционные материалы с аналогичными теплофизическими характеристиками ППУ-изоляции. Для надземной прокладки: - скорлупы из ППУ-изоляции с покровным слоем из оцинкованной стали с классом покрытия не ниже 350 по ГОСТ 14918 и замковым соединением. Обязательна проклейка соединительных элементов. - современные высокоэффективные минеральные теплоизоляционные материалы с аналогичными теплофизическими характеристиками ППУ изоляции с защитным покровным слоем из листовой оцинкованной стали.

Область регулирования	Требования
	Выбор типа теплоизоляционного материала должен подтверждаться технико-экономической целесообразностью его применения в каждом отдельном случае. Допускается при проведении ремонта тепловой изоляции тепловых сетей, расположенных на промышленных площадках, пустырях, вне зон общественно-делового и жилого зонирования, в качестве покровного слоя скорлуп из ППУ-изоляции применять армированную ПВХ мембрану толщиной не менее 1 мм, имеющую класс пожарной опасности не выше Г1/ РП1/ В2, стойкую к внешним воздействиям окружающей среды, в т.ч. к ультрафиолету, со сроком службы не менее 30 лет при заданных условиях эксплуатации. Толщина слоя ППУ должна соответствовать толщине ППУ для предизолированных труб в ОЦ-оболочке в соответствии с ГОСТ 30732

4) требования к предизолированным гибким трубам для распределительных тепловых сетей подземной прокладки диаметром до 150 мм согласно таблице 25;

Таблица 25 - Требования к предизолированным гибким трубам и материалам

Область регулирования	Требования
Тип предизолированных гибких труб	Для теплоносителя с рабочими параметрами: давление 1,6 МПа, температура 150 ºС рекомендуется применять гибкие трубы с параллельной гофрой из нержавеющей стали AISI 316L – 03Х17Н13АМ3 (легированная молибденом) в ППУ-изоляции в полиэтиленовой оболочке с системой ОДК, аналогичной системе контроля теплоизолированных трубопроводов по ГОСТ 30732. Оболочки из полиэтилена должны изготавливаться методом экструзии из первичного ПЭНД марки ПЭ-100 по ГОСТ Р 70628.1, черного цвета (светостабилизированы на уровне 2,0%-2,5% сажи). Для теплоносителя с рабочими параметрами: давление 1,6 МПа; температура 115 ºС рекомендуется применять гибкие предварительно изолированные трубы, представляющие собой многослойную конструкцию, состоящую из внутренней тонкостенной напорной трубы из сшитого полиэтилена PE-Xa, армирующего слоя из высокомодульного синтетического волокна, кислородно-защитного слоя и последовательности слоев из высокотемпературных полимеров (наружный слой напорной трубы, слой теплоизоляции из полужесткого пенополиуретана, барьерный слой, защитная оболочка из экструдированной светостабилизированной композиции полиэтилена с жестким сцеплением с предыдущим изолирующим слоем). Коэффициент теплопроводности тепловой изоляции не более 0,028 Вт/м·К). Для теплоносителя с рабочими параметрами: давление 1,0 МПа, температура 95 ºС рекомендуется применять: – гибкие предварительно изолированные трубы, представляющие собой многослойную конструкцию, состоящую из внутренней тонкостенной

Область регулирования	Требования
	напорной трубы из сшитого полиэтилена PE-Xa, армирующего слоя из высокомодульного синтетического волокна и последовательности слоев из высокотемпературных полимеров (наружный слой напорной трубы, слой теплоизоляции из полужесткого пенополиуретана, барьерный слой, защитная оболочка из экструдированной светостабилизированной композиции полиэтилена с жестким сцеплением с предыдущим изолирующим слоем). Коэффициент теплопроводности тепловой изоляции не более 0,028 Вт/м·К.); – гибкие предварительно изолированные трубы, представляющие собой многослойную конструкцию, состоящую из полиэтиленовой трубы из полиэтилена повышенной теплостойкости PE-RT тип II, металлизированного кислородозащитного слоя, тепловой изоляции из пенополиуретана, наружного гидрозащитного покрытия из гофрированного полиэтилена со стойкостью к процессам диффузии. Коэффициент теплопроводности тепловой изоляции не более 0,033 Вт/м·К; – гибкие предварительно изолированные трубы, представляющие собой многослойную конструкцию из полиэтиленовой трубы из модифицированного, термостабилизированного полиэтилена высокой плотности, поперечно-сшитого (по пероксидной технологии PEX-a), с кислородным запирающим слоем из сополимер этилена и винилового спирта; тепловой изоляции из пенополиуретана, не содержащий фторхлоруглеводородов, вспененный под действием циклопентана при высоком давлении или вспененный под действием CO2 (на 100%); с защитной оболочкой из линейного полиэтилена низкой плотности, изготовленный методом бесшовной экструзии. Коэффициент теплопроводности тепловой изоляции не более 0,0199 Вт/м·К
Материал для изготовления	Гофрированная нержавеющая сталь должна быть устойчива к воздействию хлора, межкристаллитной коррозии в агресивных средах; гибкая полиэтиленовая труба должна иметь минимальный расчетный срок службы 30 лет, рассчитанный по методике, указанной в ГОСТ 32415
Область применения	Гибкие полимерные трубы с температурой применения до 95 ºС – в системах теплоснабжения от локальных котельных с параметрами теплоносителя: давление до 1,0 МПа, температура до 95 ºС. Гибкие армированные полимерные трубы с температурой применения до 135 ºС и гибкие трубы из нержавеющей стали с температурой применения до 150 ºС и рабочим давлением 1,6 МПа - в системах централизованного теплоснабжения
Узел соединения	Узел соединения должен иметь возможность соединения: полиэтиленовых труб между собой, гофрированных труб между собой, полиэтиленовых и гофрированных труб со стальной трубой в ППУ-изоляции.

Область регулирования	Требования
	Узел должен быть легкомонтируемым без специального оборудования

5) требования к муфтам для изоляции стыковых соединений согласно таблице 26;

Таблица 26 - Требования к муфтам

Область регулирования	Требования
Материал	Композиции полиэтилена трубных марок ПЭ-100, многослойный прошивной полиэтилен, изготовленный методом экструзии из ПЭНД марок ПЭ-100 по ГОСТ Р 70628.1. Материал электросварных муфт должен соответствовать материалу трубной оболочки предизолированных труб. Разность показателей текучести расплава не должна превышать 0,5г/10мин (190 С/5,0 кг) по ГОСТ 11645. При проектировании участков трубопроводов, являющихся продолжением ранее реконструированных участков, необходимо предусматривать материал трубной оболочки и муфт, соответствующий материалу трубной оболочки ранее реконструированного участка
Границы применения	Для подземных трубопроводов диаметром до 426 мм включительно - термоусаживаемые муфты из многослойного прошивного полиэтилена (по согласованию с заказчиком), свыше 426 мм - электросварные муфты, Изготовленные из материала трубной оболочки. Все муфты должны быть водонепроницаемыми. Ремонт термоусаживаемых муфт не допускается. Использование термоусаживающейся ленты для изоляции стыковых соединений не допускается
Установка муфт	Соединение полиэтиленовой оболочки и элекросварной муфты: – для трубопроводов диаметром от 530 мм включительно осуществлять с помощью экструзионной сварки («встык»), либо с применением нагревающего элемента в виде перфорированной металлической ленты («внахлест»). При экструзионной сварке присадочный материал должен соответствовать материалу свариваемых элементов. Разность показателей текучести расплава материалов не должна превышать 0,5 г/10 мин

6) требования к компенсирующим устройствам согласно таблице 27;

Таблица 27 - Требования к компенсаторам

Область регулирования	Требования
Типы	В качестве компенсирующих устройств применять П-образные, Г-образные и сильфонные компенсирующие устройства
Вид сильфонных компенсирующих устройств	Предизолированные сильфонные компенсирующие устройства в ППУ-изоляции с теплогидроизоляционной защитой, с системой ОДК, предназначенные для компенсации осевых температурных деформаций

Область регулирования	Требования
	трубопроводов тепловых сетей с параметрами рабочей среды 150 ºС и 16 кгс/см^2. Во всех случаях при подземной прокладке применять сильфонные компенсирующие устройства, предназначенные для бесканальной прокладки в грунтах с повышенным уровнем грунтовых вод
Требования к сильфонным компенсирующим устройствам	Применяемый в сильфонных компенсирующих устройствах сильфон должен быть выполнен из нержавеющей стали, стойкой к межкристаллитной коррозии. Назначенная наработка сильфонных компенсирующих устройств - не менее 10 циклов с максимальными амплитудами; не менее 150 циклов с амплитудами, равными 70 % от максимальных; не менее 10000 циклов с амплитудами, равными 20 % от максимальных. Допускается подтверждение назначенной наработки по эквивалентному режиму – 1000 циклов с амплитудами, равными 70 % от максимальных. Гидроизоляция сильфонных компенсирующих устройств, предназначенных для подземной установки в местах, подверженных затоплению, должна быть выполнена с помощью цельно отлитой эластичной перекатывающей мембраны, защищенной сальниковой набивкой, не содержащей асбеста (запрет, установленный настоящим пунктом, не распространяется на оборудование, неотъемлемой частью которого являются комплектующие из асбестосодержащих материалов). Теплоизоляция кожухов (наружных футляров) устройств, должна быть выполнена из гидрофобных материалов, не впитывающих воду. Проводники-индикаторы системы ОДК, внутри компенсационного устройства, должны быть проложены в перфорированном кембрике, обеспечивающем контроль герметичности сильфона. Присоединительные патрубки должны соответствовать требованиям к стальным трубам и их параметрам, установленных для участков трубопроводов, на которые устанавливаются сильфонные компенсирующие устройства. Материал полиэтиленовой оболочки сильфонного компенсирующего устройства должен соответствовать материалу оболочки предизолированных труб. Разность показателей текучести расплава не должна превышать 0,5г/10мин (190 С/5,0 кг) по ГОСТ 11645. Сильфонные компенсирующие устройства, на которые распространяется требования ТР ТС 032/2013, должны иметь декларации о соответствии ТР ТС 032/2013
Нормативные документы на изготовление сильфонные	Применяемые сильфонные компенсирующие устройства должны соответствовать требованиям ГОСТ 32935. Конструктивные характеристики сильфонных компенсирующих устройств должны соответствовать требованиям технических условий

Область регулирования	Требования
компенсирующие устройства	ИЯНШ.300260.033ТУ, либо - эквивалентным им по качеству (по согласованию с техническим руководителем Общества)
Направляющие опоры	При установке сильфонных компенсирующих устройств на трубопроводах канальной и надземной прокладки обязательно предусматривать устройство направляющих опор

7) требования к запорной арматуре согласно таблице 28;

Таблица 28 - Требования к запорной арматуре

Область регулирования	Требования
Тип присоединения и срок службы	Присоединительные патрубки под приварку (за исключением отключающей арматуры до и после насосов). Толщина стенки патрубка должна быть равна толщине стенки трубы. Допускается отклонение по толщине стенки патрубка на 1 мм в большую сторону. Расчетный срок службы не менее 30 лет, количество циклов работы при соответствии заявленному классу герметичности – не менее 1000
Конструкция	Полнопроходные диаметром: – до 530 мм включительно - преимущественно шаровые краны с тефлоновым уплотнением; – от 630 мм и выше - шаровые краны с тефлоновым уплотнением, при экономической целесообразности, важности и надежности узла отключения; – свыше 530 мм – поворотные трехэксцентриковые затворы с металлическим уплотнением в корпусе затвора. Материал диска затвора – нержавеющая сталь. Допускается применять стандартно-проходную запорную арматуру на дренажных, байпасных линиях; воздушниках и при устройстве КИП. Корпус шаровых кранов диаметром до 273 мм включительно должен быть цельнотянутым без сварных швов. Для изготовления шаровых кранов диаметров от 325 мм и выше допускается применение сварного корпуса и патрубков, выполненных из заготовок с одним продольным сварным швом. Запирающий орган и подпружинивающие элементы уплотнения шаровых кранов должны быть выполнены из коррозионностойких металлов. Способ присоединения привода к корпусу запорной арматуры должен обеспечивать защиту от несанкционированного воздействия третьих лиц (кражи). Запорная арматура должна устанавливаться с соблюдением требований руководства/инструкции по эксплуатации производителя и ГОСТ 12.2.063
Параметры эксплуатации	Запорная арматура должна выдерживать испытательное давление и максимальные расчетные осевые напряжения при T = 150 °C, $P_у$ = 25 кгс/см^2

Область регулирования	Требования
Герметичность	Запорная арматура трубопроводов тепловых сетей должна соответствовать классу А в соответствии с ГОСТ 9544 в обоих направлениях, при максимальном перепаде давления на затворе 25 кгс/см^2
Соответствие нормативным документам	Арматура должна соответствовать ГОСТ, ТУ на ее изготовление. Арматура, на которую распространяются требования ТР ТС 032/2013, должна иметь декларацию о соответствии ТР ТС 032/2013

8) требования к системе ОДК согласно таблице 29;

Таблица 29 - Требования к системе ОДК

Область регулирования	Требования
Исполнение	С устройством коверов, с установкой отдельно стоящих (локальных) шкафов и с устройством транзитных блоков (в камерах и павильонах) обеспечивающих сбор информации и проведение замеров. Ковера и шкафы должны быть выполнены в антивандальном исполнении. Шкафы и блоки должны иметь степень влагозащищенности не ниже IP 65; организацию системы ОДК отдельных участков тепловых сетей вести с ориентированием на планируемые стационарные пункты передачи данных нижнего уровня, для последующей интеграции в единую систему ОДК
Схема подключения	Для диаметров до 530 мм на клеммную колодку в ковере выводятся 2 сигнальных проводника трубопровода, ориентированных на 3 и 9 часов и заземляющий проводник. Для диаметров 530 мм и выше на клеммную колодку в ковере выводятся 3 сигнальных проводника трубопровода, ориентированных на 3, 9 и 12 часов и заземляющий проводник
Прокладка сигнальных проводников:	Прокладку проводников выполнять от трубопровода тепловой сети до клеммной колодки в ковере в металлической трубе Ду 50 мм с усиленным антикоррозионным покрытием. Торцы металлической трубы должны быть герметизированы. При обратной засыпке поверх трубы подсыпается песок толщиной слоя 150 мм с укладкой на песок по оси трубы красного кирпича или сигнальной ленты
Сбор информации:	Автоматическая передача информации на пульт диспетчера с возможностью местного замера параметров системы ОДК. При проектировании предусмотреть вывод граничных уставок по величине сопротивления сигнальной петли и сигнализацию по выходу параметра за границы, на пульт диспетчера. Организовать сбор и хранение информации по состоянию системы ОДК, с выводом на верхний уровень

9) требования к антикоррозионным покрытиям и гидроизоляционным материалам согласно таблице 30;

Таблица 30 - Требования к антикоррозионным и гидроизоляционным материалам

Область регулирования	Требования
Покрытие трубопроводов и арматуры	Комплексное многослойное покрытие: – «Вектор 1025» по ТУ 20.30.12-026-37491760-2023 в 2 слоя и «Вектор 1214» по ТУ 20.30.12-027-37491760-2023 в 1 слой; – двухкомпонентная безрастворительная противокоррозионная композиция «МАГИСТРАЛЬ» по ТУ 20.30.2022-029-37491760-2023 в 3 слоя; – «Курс - Антикор» по ТУ 20.30.22-023-37491760-2021 в 1 слой и – «Курс Протект» по ТУ 20.30.12-024-37491760-2021 в 1 слой; – аналогичные современные высокоэффективные материалы (по согласованию с техническим руководителем Общества)
Покрытие металлических конструкций	– комплексное многослойное покрытие «Вектор 1025» ТУ 20.30.12-026-37491760-2023 в 3 слоя; – органо-силикатные краски (по решению технического совета или технической комиссии филиала с обязательным участием технического директора); – другие современные высокоэффективные материалы (по согласованию с техническим руководителем Общества)
Покрытие строительных конструкций:	– битумные мастики; – двухкомпонентная безрастворительная гидроизоляционная композиция «МАГИСТРАЛЬ» по ТУ 4859-001-29425915; – другие современные высокоэффективные материалы (по согласованию с техническим руководителем Общества). При канальной прокладке трубопроводов в ППУ-изоляции на скользящих опорах применять сплошную оклеечную изоляцию перекрытия канала; камер для всех типов подземной прокладки

10) в качестве наружного теплоизоляционного, антикоррозионного покрытия, баков аккумуляторов, баков для хранения мазута, для утепления стен зданий и сооружений сверхтонкие полимерные теплоизоляционные покрытия типа «TLN «Ceramic»», а также другие современные высокоэффективные теплоизоляционные материалы (согласованию с техническим руководителем Общества), способные сохранять свои свойства в фактической среде эксплуатации не менее 20 лет;

11) в качестве наружного теплоизоляционного покрытия высокотемпературных поверхностей сложных и ответственных узлов: арматуры тепловых сетей, теплопроводов в насосных, ЦТП - сверхтонкое полимерное теплоизоляционное покрытие TLN «Ceramic», а также аналогичные современные высокоэффективные теплоизоляционные материалы (по согласованию с техническим руководителем Общества);

12) насосы с частотно-регулируемым приводом, при техническом и экономическом обосновании проектом;

13) системы управления на базе современных микропроцессорных устройств серийного производства и с использованием серийных программных продуктов,

обеспечивающих сбор, отображение и передачу в АСУ ТП текущих параметров и выработку сигналов управления;

14) современные антифрикционные материалы (в т.ч. на узлах скольжения, уплотнения затворов);

7.3.27.5 Запрещается применять:

а) устаревшее оборудование, снимаемое с производства;

б) антикоррозийную обработку металлоконструкций с гарантийным сроком действия менее 8 лет;

в) арматуру и приборы автоматики, предусматривающие технологические протечки теплоносителя при реконструкции и новом строительстве тепловых сетей;

г) электродвигатели напряжением 0,4 кВ и мощностью до 15 кВт после капитального ремонта;

д) электродвигатели свыше 15 кВт после капитального ремонта, в случае если затраты на ремонт составляют выше 30% от стоимости нового двигателя;

е) кузбасслак в качестве антикоррозионного покрытия трубопроводов и элементов конструкций тепловых сетей;

ж) подвесную тепловую изоляцию при реконструкции и новом строительстве, за исключением устройства противопожарных вставок;

и) предизолированные пенополиуретановые трубы и фасонные изделия в оцинкованной оболочке при подземной прокладке;

к) бывшие в употреблении оборудование и материалы.

7.3.27.6 Межремонтные сроки службы оборудования указаны в таблице 31.

Таблица 31 - Межремонтные сроки службы оборудования

Категория оборудования	Срок службы
Трубопровод	30 лет
Насосное оборудование с мощностью электродвигателей более 15 кВт между капитальными ремонтами	не менее 5 лет

7.3.27.7 В случае необходимости применения не типовых решений, не соответствующих Технической политике, данные отступления принимаются решением технического совета Общества или технической комиссии филиала с обязательным участием технического директора станции, исходя из технической необходимости и экономической целесообразности.

7.3.27.8 Применение асбеста и асбестсодержащих материалов запрещено (запрет, установленный настоящим пунктом, не распространяется на оборудование, неотъемлемой частью которого являются комплектующие из асбестосодержащих материалов).

7.3.28 Требования к средствам измерений

7.3.28.1 Используемые впервые СИ должны соответствовать требованиям №102-ФЗ; быть серийно выпускаемыми; иметь подтверждение положительного результата первичной поверки, произведенной не ранее чем 6 месяцев до ввода в эксплуатацию СИ.

7.3.28.2 При выборе СИ должны учитываться требования И 7.6-106, специфику энергообъекта и условия эксплуатации, связанные с высокими температурами, запыленностью, влажностью помещений и вибрацией оборудования, возможными электромагнитными помехами, сейсмичностью района и др., а также ограничения по условиям эксплуатации СИ, указанные в технической документации от производителя этих СИ.

7.3.28.3 Для применения СИ в технологических узлах с ограниченным доступом (поверхности корпуса турбины, подшипники, поверхности нагрева котлов и др.) должна учитываться продолжительность гарантийного периода эксплуатации и межповерочного интервала.

7.3.28.4 Оборудование, устанавливаемое снаружи (вне помещений энергоблока), должно быть должным образом защищено. Шкафы КИПиА наружной установки должны быть с электрообогревом, автоматически поддерживающим требуемые значения температур внутри шкафов.

7.3.28.5 Оборудование, установленное во взрывоопасных зонах, должно быть взрывозащищенного исполнения в соответствии с ГОСТ 31610.0.

7.3.28.6 Каждое СИ должно иметь паспорт на русском языке (допускается выдача паспорта на русском языке на группу типовых СИ). На каждую группу СИ должно быть техническое описание на русском языке.

7.3.28.7 При проектировании и выборе КИПиА должны учитываться следующие требования:

а) СИ и исполнительные механизмы необходимо выбирать, руководствуясь принципом унификации;

б) в случае однотипного оборудования, но разных производителей, должна быть обеспечена идентичность технических и метрологических характеристик;

в) КИПиА должны быть серийно выпускаемыми;

г) все компоненты измерительного оборудования, относящиеся к измерительным каналам, должны быть настроены и откалиброваны поставщиком (производителем) или организацией, выполняющей ПНР АСУ ТП;

д) СИ должны иметь корпус, соответствующий классу IP65 или выше;

е) СИ, установленные во взрывоопасных зонах должны иметь взрыво- и пожаробезопасное исполнение;

ж) монтаж СИ должен производиться в соответствии с требованиями производителя и действующими НПА.

7.3.28.8 В комплект поставки СИ должны входить все необходимые установочные элементы, защитные гильзы, конденсационные и уравнительные сосуды, первичные вентили, вентильные блоки и продувочные вентили и т.п.

7.3.28.9 КИПиА должны иметь сертификаты соответствия Техническим регламентам РФ и Таможенного Союза в соответствии с требованиями № 116-ФЗ.

7.3.28.10 Контрольно-измерительные приборы должны выбираться с учетом возможности объединения измерения нескольких сигналов с использованием полевых шин Fieldbus, Profibus или им подобным.

7.3.29 Требования к средствам измерений давления

7.3.29.1 В объем поставки должны входить:

а) СИ давления: преобразователи давления; преобразователи перепада давления;

б) вентильные блоки;

в) комплект крепежных изделий из нержавеющей стали (кронштейны, скобы, гайки и т.д.);

г) комплект монтажных изделий (ниппели, прокладки, кольца уплотнительные и т.д.);

д) уравнительные, разделительные и конденсационные сосуды;

е) паспорт и руководство по эксплуатации;

ж) методика поверки и подтверждение результата первичной поверки.

7.3.29.2 СИ давления должны соответствовать:

а) измерение давления – в единицах измерения Па и ее производных;

б) климатическое исполнение «УХЛ» категории в соответствии с ГОСТ 15150;

в) степень пыле-, влагозащиты — не хуже IP65 по ГОСТ 14254;

г) IV группе исполнения по устойчивости к электромагнитным помехам при критерии качества функционирования на помехоустойчивость – А по ГОСТ 32137;

д) группе исполнения «V2» по устойчивости к механическим воздействиям по ГОСТ 13033.

е) выходной сигнал — линейный токовый 4…20 мА (20…4 мА) или протокол типа Fieldbus, Profibus;

ж) класс точности — не хуже 0,5;

и) межповерочный интервал не менее 5 лет;

к) подключение к системе управления — по двухпроводной схеме.

7.3.29.3 СИ давления должны иметь встроенное индикаторное устройство при необходимости контроля параметров «по месту».

7.3.29.4 СИ давления должны быть многопредельными с возможностью настройки на верхний предел измерений или диапазон измерений от P_{min} до P_{max} по стандартному ряду давлений по ГОСТ 22520.

7.3.29.5 Присоединительная резьба СИ давления должна быть М20х1,5 мм или ½». Окончательное решение принимается на стадии разработки рабочей документации. Питание СИ давления преимущественно должно обеспечиваться источниками 24÷36 В от ПТК с защитами от КЗ. Датчики должны размещаться на стендах, для защиты от вибрации, температуры, брызг, влаги и т.п.

7.3.30 Требования к манометрам и манометрическим термометрам

7.3.30.1 В объем поставки должны входить:

а) манометры и манометрические термометры;

б) комплект монтажных изделий (ниппели, уплотнительные прокладки, гайки накидные и т.д.);

в) паспорт и руководство по эксплуатации;

г) методика поверки и подтверждение результата первичной поверки.

7.3.30.2 Манометры должны обеспечивать:

а) измерение давления – в единицах измерения Па и её производных;

б) климатическое исполнение «УХЛ» в соответствии с ГОСТ 15150;

в) степень пыле-, влагозащиты от брызг и пыли не хуже IP65 в соответствии с ГОСТ 14254;

г) пломбировку корпуса или наличие элементов пломбирования корпуса манометров;

д) класс точности – не хуже 1,0 и должен соответствовать классам, определенным в СТО 70238424.27.100.078;

е) межповерочный интервал – не менее 2 лет.

7.3.30.3 Диаметр шкалы манометров, устанавливаемых на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения за ними, должен быть не менее 100 мм, на высоте от 2 до 3 м — не менее 160 мм. Установка манометров на высоте более 3 м от уровня площадки не разрешается.

7.3.30.4 Штуцера манометров — радиальные. Присоединение манометров к процессу будет выполнено с помощью импульсных трубок сечением 14х2 или 16х2,5 мм в зависимости от параметров измеряемой среды.

7.3.30.5 Присоединительная резьба датчиков должна быть М20х1,5 мм или ½». Окончательное решение принимается на стадии разработки рабочей документации.

7.3.30.6 Манометры, подведомственные Ростехнадзору, должны оснащаться трёхходовыми вентилями или иными устройствами для установки контрольного манометра и проверки манометра на «0». Для размещения манометров на измерительных участках с высокими динамическими нагрузками и вибрациями должна быть предусмотрена защита от вибраций и нагрузок. Манометры и манометрические термометры должны размещаться на стендах (щитах). Для работы во взрывоопасных зонах электроконтактные манометры должны иметь взрывозащищенное исполнение.

7.3.31 Требования к расходомерам

7.3.31.1 В объем поставки расходомера должны входить:

а) средство измерения расхода во фланцевом исполнении;

б) комплект крепежных изделий (ответные фланцы, кронштейны, скобы, болты, гайки и т.д.);

в) комплект монтажных изделий (прокладки, кольца уплотнительные и т.д.);

г) паспорт и руководство по эксплуатации;

д) методика (метод) измерений, и методика поверки с вариантом имитационной поверки по месту установки расходомера, утвержденная в установленном порядке;

е) подтверждение результата первичной поверки.

7.3.31.2 Расходомеры должны соответствовать:

а) IV группе исполнения по устойчивости к электромагнитным помехам при критерии качества функционирования на помехоустойчивость – А по ГОСТ 32137;

б) группе исполнения «V2» по устойчивости к механическим воздействиям по ГОСТ 13033;

в) климатическое исполнение «УХЛ» категории в соответствии с ГОСТ 15150;

г) степень пыле-, влагозащиты от брызг и пыли не хуже IP 65 в соответствии с ГОСТ 14254;

д) для расходомеров пара и воды предел допускаемой относительной погрешности – не более 2% от переходного до максимального расхода, пределы допускаемой относительной погрешности – не более 5% от минимального до переходного расхода;

е) для расходомеров газа предел допускаемой относительной погрешности, в зависимости от диапазона измерений прибора:

- от 100 000 м^3/ч и более – 1,5 %;
- от 20 000 до 100 000 м^3/ч – 2 %;
- от 1000 до 20 000 м^3/ч – 2,5 %;
- менее 1000 м^3/ч – 4 %;

ж) выходной сигнал – частотный, частотно-импульсный, линейный токовый 4…20 мА (20…4 мА) или протокол типа Fieldbus, Profibus;

и) подключение к системе управления – по двухпроводной схеме;

к) межповерочный интервал – не менее 4 года.

7.3.31.3 Присоединение расходомера к процессу должно быть выполнено с помощью установки проточной части преобразователя во фланцы трубопровода.

7.3.31.4 Для измерения расхода воды отдавать предпочтение расходомерам на основе ультразвукового метода измерения, в трехлучевом и более исполнении, полной заводской готовности.

7.3.31.5 Для измерения расхода пара отдавать предпочтение методу измерения переменного перепада давления с использованием сужающих устройств. Характеристики сужающих устройств должны быть подтверждены расчетом. Алгоритмы коррекции расхода по температуре и давлению могут выполняться как в самих датчиках, так и в ПТК (в этом случае обязательно требуется разработать и утвердить методику измерений на ИИСИС ПТК).

7.3.31.6 Расходомер-счетчик должен обеспечивать хранение в архиве в энергонезависимой памяти и вывод в ПТК по стандартному интерфейсу:

а) измеренных значений объемов в стандартных архивах: часовом, суточном, месячном, и/или управляемом архиве с устанавливаемым интервалом архивирования;

б) архива отказов и архива нештатных ситуаций с указанием типа события, даты и времени его начала, а также его продолжительности;

в) сохранение архивных данных при отключении сетевого питания в течение не менее 1000 часов.

7.3.31.7 Для обеспечения замены и обслуживания датчиков без отключения и опорожнения трубопровода допускается применение шлюзовых камер.

7.3.32 Требования к средствам измерения температуры

7.3.32.1 При выборе СИ температуры на этапе проектирования должны учитываться требованиям:

а) производство термопреобразователей сопротивления IEC 60751;

б) производство термоэлектрических преобразователей IEC 60584-1;

в) СИ температуры должны переносить вибрацию в соответствии со стандартом ГОСТ 8.674, поставщик обязан произвести испытания на предмет стойкости к вибрации и снабдить СИ соответствующими сертификатами;

г) защитные гильзы должны иметь запас прочности, в два раза превышающий максимально возможные параметры измеряемой среды (скорость потока, давление, температура).

7.3.32.2 Для сокращения длин компенсационного кабеля термоэлектрических преобразователей допускается измерение температуры холодного спая производить в распределительных коробках, установленных недалеко от датчиков, куда заводятся некоторое количество термопар (5-10 штук). После распределительной коробки сигналы термоэлектрических преобразователей передаются до модулей УСО посредством обычных экранированных кабелей. В этом случае дальнейшая обработка сигналов термоэлектрических преобразователей должна производиться в ПТК аппаратными либо программными средствами с учетом измеренной температуры внутри распределительной коробки.

7.3.32.3 СИ температуры должны соответствовать IV группе исполнения по устойчивости к электромагнитным помехам при критерии качества функционирования на помехоустойчивость – А по ГОСТ 32137.

7.3.32.4 В объем поставки должны входить:

а) чувствительные элементы в защитной арматуре;

б) защитные гильзы (под приварку или с резьбой М20х1,5) или с резьбой М33х2 в зависимости от параметров контролируемой среды;

в) паспорт СИ;

г) методика поверки и подтвреждение результата первичной поверки.

7.3.32.5 Материал защитных гильз – сталь 12Х18Н10Т.

7.3.32.6 Термопреобразователи сопротивления должны обеспечивать:

а) климатическое исполнение «УХЛ» в соответствии с ГОСТ 15150;

б) степень защиты от брызг и пыли не менее IP 65 в соответствии с ГОСТ 14254;

в) класс допуска – не хуже «В» по ГОСТ 6651;

г) подключение к системе управления – в соответствии с выбранным типом термопреобразователя сопротивления.

7.3.32.7 Градуировка термопреобразователей сопротивления – 50М, 100М, 50П, 100П, Pt100 в соответствии с ГОСТ 6651.

7.3.32.8 Термопреобразователи сопротивления могут иметь встроенный нормирующий преобразователь. Выходной сигнал таких преобразователей – линейный токовый 4…20 мА, класс точности не ниже 0,5 в соответствии с ГОСТ 26.011. Подключение преобразователей к системе управления – по двухпроводной схеме.

7.3.32.9 Термоэлектрические преобразователи к ИИСИС должны обеспечивать:

а) климатическое исполнение «УХЛ» в соответствии с ГОСТ 15150;

б) степень защиты от брызг не менее IP 65 по ГОСТ 14254;

в) класс допуска – 1 или 2 по ГОСТ Р 8.585.

7.3.32.10 Градуировка термоэлектрических преобразователей – К (ТХА), L (ТХК) в соответствии с ГОСТ Р 8.585.

7.3.32.11 Термоэлектрические преобразователи должны соответствовать группе исполнения N3 по устойчивости к механическим воздействиям по ГОСТ 13033.

7.3.32.12 Термоэлектрические преобразователи могут иметь встроенный нормирующий преобразователь. Выходной сигнал таких преобразователей – 4…20 мА с линейной характеристикой и классом точности не ниже 0,5.

7.3.32.13 Межповерочный интервал – не менее 4 года.

7.3.33 Требования к анализаторам пароводяного тракта и оборудованию

7.3.33.1 Комплект устройств АХК должен обеспечивать возможность создания на его базе системы химико-технологического мониторинга водно-химического режима в соответствии с РД 153-34.1-37.532.4.

7.3.33.2 Система водно-химического контроля должна состоять из:

– комплекта оборудования для отбора и подготовки проб;

– комплекта устройств автоматического водно-химического контроля.

7.3.33.3 Подключение преобразователей к системе управления должно осуществляться по двухпроводной схеме.

7.3.33.4 Оборудование химического анализа должно быть установлено в отдельном помещении.

Комплект устройств автоматического водно-химического контроля должен обеспечивать определение качества или состава воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, консервирующих и промывочных растворов (электрической проводимости, электрической проводимости с Н-катионированием пробы, содержания кислорода в

питательной воде и конденсате, показателей pH, содержание Na в питательной воде, насыщенном и перегретом паре, жёсткости воды и др.).

7.3.33.5 Устройства подготовки пробы должны обеспечивать параметры контролируемой среды на выходе в соответствии с техническими требованиями применяемых приборов АХК.

7.3.33.6 Должна быть предусмотрена сигнализация отклонения параметров среды за пределы заданного диапазона, а также аварийная блокировка подачи пробы к приборам АХК.

7.3.33.7 Импульсные линии от пробоотборных устройств до датчиков приборов АХК должны быть выполнены из нержавеющей стали типа 1Х18Н9Т и иметь внешнюю тепловую изоляцию (если температура из поверхности превышает 55 ºС). Длина импульсных линий не должна превышать 100 м при внутреннем диаметре 5 мм и расходе 20–100 л/ч.

7.3.33.8 Температура пробы за устройством подготовки пробы должна находиться в пределах 15°С÷50 ºС.

7.3.33.9 Приборы водно-химического контроля должны быть микропроцессорного типа с возможностью программирования диапазона измерений, физических единиц измерений, уставок сигнализации и других параметров. Они должны иметь в своем составе дисплей для индикации измеряемого параметра, параметров настройки, информации о режиме работы и о неисправностях, а также кнопочную панель для программирования.

7.3.33.10 Приборы должны устанавливаться на вертикальной поверхности.

7.3.33.11 Электронные блоки, размещаемые в помещениях устройств подготовки пробы или других помещениях без постоянного обслуживающего персонала, должны иметь герметичное брызгозащищенное исполнение (класс защиты от внешних воздействий не ниже IP54) и пониженное напряжение питания (~36 В). Измерительные преобразователи должны обладать встроенной системой автотестирования и самодиагностики.

7.3.33.12 Выходные аналоговые сигналы приборов — 4÷20 мА постоянного тока должны быть линейно-зависимыми от измеряемого параметра во всем диапазоне измерений. Выходные дискретные сигналы анализаторов («сухие» контакты) должны формироваться при неисправности анализатора и при переключении анализатора в режим калибровки, при использовании полевых шин – протокол Fieldbus, Profibus или им подобных.

7.3.33.13 Все приборы АХК должны быть укомплектованы термометрами сопротивления для автоматической температурной компенсации и для защиты чувствительных элементов от повышения температуры пробы. Приборы должны осуществлять автоматическую компенсацию других факторов, влияющих на их точность и чувствительность.

7.3.33.14 Установленные ячейки анализаторов проводимости для измерения электрической проводимости должны быть проточного типа с камерой из нержавеющей стали. Анализаторы проводимости должны выдавать сигнал в АСУ ТП с компенсацией по температуре.

Для анализаторов проводимости с Н-колонкой – колонка должна быть выполнена из прозрачного материала, фильтрующий материал должен менять цвет при срабатывании.

7.3.33.15 Ячейки pH анализаторов должны быть проточного типа, pH-анализаторы должны иметь компенсацию температуры. Анализаторы должны быть выполнены по принципу двухканального автоматического кондуктометра для измерения электропроводности до и после сильнокислотного катионита и расчета pH по полученным данным.

7.3.33.16 Натриевые анализаторы должны быть проточного типа, иметь автоматическое добавление подщелачивающего реагента с постоянным контролем pH-пробы.

7.3.33.17 Установленные ячейки анализатора растворенного кислорода для измерения электрической проводимости должны быть проточного типа с автоматической компенсацией температуры.

Анализаторы должны быть снабжены всеми необходимыми дроссельными клапанами, коллекторами и другим дополнительным оборудованием, необходимым для нормальной работы.

7.3.33.18 Анализатор содержания кремниевой кислоты в высокочастотной воде должен быть с автоматической стабилизацией температуры и автоматической системой контроля протока пробы и добавкой реагентов, и другим дополнительным оборудованием, необходимым для нормальной работы.

7.3.33.19 Анализатор содержания железа должен работать по принципу – определение содержания железа через коэффициент по мутности с компенсацией цветности и автоматической промывкой измерительной кюветы с программируемым интервалом.

7.3.33.20 Анализатор общего углерода должен работать по принципу – определения общего органического углерода путем окисления органики до угольной кислоты последующим выделением углекислого газа и определения его концентрации с автоматической калибровкой.

Погрешности применяемых анализаторов должны обеспечивать измерение параметров с точностями, удовлетворяющими требованиям РД 34.11.321.

7.3.33.21 Система анализаторов уходящих газов должна быть выполнена в соответствии с РД 153-34.0-02.306.

7.3.33.22 Следующие требования должны учитываться при проектировании и выборе оборудования:

а) анализаторы выбросов должны в автономном режиме измерять свойства химического состава дымовых газов;

б) система эталонов для каждого анализатора включает в себя эталонные газы, а также их транспорт и обработку;

в) анализаторы и сопутствующее оборудование должны составлять единое целое;

г) датчики должны иметь класс защищенности IP56 или лучший; класс защиты шкафов преобразователей должен быть IP56.

7.3.33.23 Шкафы для газоанализаторов должны быть оснащены всем оборудованием, необходимым для эксплуатации в полевых условиях, должны быть окрашены в соответствии с требованиями заказчика.

7.3.33.24 Шкаф с оборудованием должен соответствовать классу защищенности, равному IP54 или лучше. Если необходимо, он оборудуется обогревателем или охладителем.

7.3.33.25 Разъяснение требований системы слежения за выбросами касательно выброса дымовых газов, а также формы отчетной документации должны быть включены в поставку, так, чтобы система соответствовала нормам, установленным законодательством. Регистрация и формирование отчетов должно производиться в АСУ ТП.

7.3.33.26 Погрешности применяемых анализаторов должны обеспечивать измерение параметров с точностями, удовлетворяющими требованиям СТО 70238424.27.100.078.

7.3.33.27 Применяемые анализаторы должны формировать выходной аналоговый сигнал 4…20 мА.

7.3.33.28 При модернизации и техническом перевооружении КИП на энергообъектах, в целях унификации, предпочтение должно отдаваться оборудованию проверенных производителей.

Рекомендуемые производители КИП для энергообъектов Общества представлены в таблице 32 (указанный перечень производителей, а также тип применяемого оборудования по производителям, не ограничивается данным перечнем).

Таблица 32 – Рекомендуемые производители КИП

Вид измерений	Средство измерений	Рекомендуемые типы СИ и производители
Температурные и теплофизические измерения	преобразователь разности температур, парные комплекты, преобразователи температуры, термопары и термосопротивления	• КТПТР, «Термико», Москва, 4 года; • КТСПТВ, «Тепловодоохран», Рязань; • «Метран-2ХХХ», (ТХА, ТХК, ТСМ, ТСП); • НПП Элемер (ТС, ТП, КТСП, ТПУ, ПТ); • Овен (ДТС, ДТП); • ТСП 012, ЗАО СКБ «Термоприбор»; • «ТХА, ОАО «НПП Эталон»; • ТХА, ТХК, ЗАО «СКБ Термоприбор»; • НПО «АГАТ», г. С.-Петербург
Измерение давления и вакуума	преобразователи давления преобразователи перепада давления	• Метран-150, 75.55 ДИ, ДД, ГК «Метран»; • НПП Элемер (АИР); • Овен (ПД); • АГАТ-100МП ООО «НПО «АГАТ», г.СПб; • ЭМИС-БАР ЗАО «ЭМИС»
	технические манометры (межповерочный интервал 2 года)	• МП-5, ЗАО «Росма», заполненные, СПб; • МП2-Уф … МП4-Уф, ЗАО «ПО Физтех»; • МД02, ЭКО-М, Экомера; • МП-2У… МП-4У, ОАО «Монотомь», г. Томск
	электроконтактные	• «ЭкМ», Москва; • «ЭКМ», ЗАО «Росма», СПб; • «ЭкМ», Беларусь • ДМ2005, ДМ5012, ОАО «Монотомь», г. Томск
Измерение параметров потока, расхода, уровня, объема веществ	расходомер жидкости, диаметр больше 400 мм	• Optisonic 3400, ООО «Кроне-Автоматика»; • ЗАО «Эмис»; • ООО «ЭлМетро-Инжиниринг; • УРСВ, ГК Взлет (С. Петербург); • Метран-3ХХ «Метран», Челябинск
	расходомер жидкости, диаметр до 400 мм	• ПРЭМ, «Теплоком»; • Метран-300 «Метран», Челябинск; • ООО «ЭлМетро-Инжиниринг; • ГК Взлет (УРСВ); • НПП Элемер (РЭМ, РВ); • ЗАО «Эмис»

Вид измерений	Средство измерений	Рекомендуемые типы СИ и производители
	водосчетчики объема, турбинные, тахометрические	• ВМГи, «Элеком», Екатеринбург; • ВСТ, «Тепловодомер
	расходомеры пара	• Тирес Т100 вихревой, ООО «ТИРЭС», Челябинск; • ЗАО «Эмис»; • сужающие устройства, в комплекте с преобразователем перепада давления отечественного производства
	вычислитель тепловой энергии	• ВКТ-7, «Теплоком»; • СТП961, «Логика»; • ТЭКОН-19, «КРЕЙТ Екатеринбург»
	расходомер газа	• ЭЛМЕТРО-Флоус ООО «ЭлМетро-Инжиниринг; • ЗАО «Эмис»; • НПО Вымпел
	корректор газа	• ТЭКОН-19, «КРЕЙТ Екатеринбург»; • REGUL-VG-01; • НПО Вымпел
	уровнемеры	• Элметро-РПУ, ООО «ЭлМетро»; • ЗАО «Эмис»; • Метран-74, «Метран» Челябинск; • Радарные и ультразвуковые датчики уровня ООО «Мераприбор» МПУ
Вторичные измерительные приборы, регистраторы	Универсальные регистраторы, модули преобразования сигнала	• Элметро-ВиЭР ООО «ЭлМетро-Инжиниринг; • НПП Элемер РМТ; • НПФ «КонтрАвт»; • Овен
Измерение электрических и магнитных величин	Счетчик электрической энергии 3х57/100, 3х220/380, 3х127/220, 3х100, 3х220 В для включения в состав АИИСКУЭ	• Альфа А1800 (ООО «Альфа Метроника»); • СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК (ОАО «ННПО им. М.В. Фрунзе»); • СЭТ-4ТМ.03М, ТЕ3000 (ООО «ТехноЭнерго») • ЦЭ6850М (ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера»); • ЗАО «Эмис»
Устройства сбора-передачи данных	Устройства сбора-передачи данных АИИСКУЭ	• RTU-325/327 (ООО «Альфа Метроника»); • ЭКОМ-3000М (ООО «Прософт-Системы»); • СИКОН С70 (ЗАО ИТФ «Системы и технологии»)
При новом строительстве энергообъектов	Все типы	• Выбор средств имерений должен соответствовать настоящему положению

7.3.33.29 К выбору средств измерений, не вошедших в таблицу, применить индивидуальных подход по согласованию с главным метрологом.

7.3.34 Требования к исполнительным устройствам и запорно-регулирующей

арматуре

7.3.34.1 При выборе электроприводов необходимо учитывать требования РД 153-34.1 39.504. Для управления запорной и регулирующей арматурой должны использоваться органы управления, характеристики и типы которых соответствуют ГОСТ IEC 60947-6-1, требования к характеристикам определены ГОСТ IEC 60947. Степень защищенности приводов должна быть не хуже IP65. Электроприводы должны удовлетворять следующим требованиям:

а) расчетный ресурс:

1) приводы запорной арматуры рассчитаны на 10000 циклов с полным ходом и номинальным крутящим моментом;

2) приводы регулирующих клапанов рассчитаны на 2000000 циклов с 5% ходом и номинальным крутящим моментом;

б) рабочее время хода регулирующих клапанов должно обеспечивать необходимую точность и качество регулирования;

в) электродвигатели приводов:

1) 3-х-фазные асинхронные электродвигатели (400 В, 50 Гц) или отказоустойчивые однофазные двигатели, класс изоляции F;

2) обмотка статоров двигателя должна иметь термореле в качестве тепловой защиты;

г) маховик:

1) электропривод должен иметь маховик для ручного привода;

2) ручной привод должен быть безопасным для персонала;

д) самоблокировка: комбинация привод-вентиль должна быть самоблокирующейся;

е) концевые выключатели:

1) один настраиваемый моментный переключатель для обоих направлений или один контакт токового реле (в зависимости от комплектации);

2) четыре независимо настраиваемых концевых выключателя;

ж) требования к микровыключателям:

1) не менее, чем 100000 выключений при U = 24 В постоянного тока (+20%…-15 %), I = 0,1 A res;

2) позолоченные контакты или герметично закрытый корпус;

и) датчики положения:

1) настраиваемые механические индикаторы положения;

2) управляющие приводы должны быть оснащены датчиками положения: выход 4…20 мА, питание 24 В постоянного тока (±15 %), максимальная нагрузка 600 Ом;

к) подогрев:

1) приводы должны иметь противоконденсатный подогрев при установке снаружи помещений;

2) питание 24 В постоянного тока (+20% -15 %).

7.3.34.2 Во взрывоопасных помещениях должны устанавливаться приводы взрыво- и пожаробезопасного исполнения. Электроприводы должны быть установлены таким образом, чтобы обеспечивалась возможность их обслуживания и настройки.

7.3.34.3 В целях максимальной автоматизации технологических процессов на вновь строящихся энергообъектах Общества необходимо устанавливать электропривода на запорную и запорно-регулирующую арматуру с применением современных технологий.

7.3.34.4 На вновь строящихся энергообъектах Общества необходимо устанавливать электропривода со встроенными средствами управления, которые поставляются уже с

локальным пультом управления и пусковой аппаратурой. Все электрические компоненты, моментные, концевые и термовыключатели, а также средства мониторинга и датчики положения должны быть уже встроены в средства управления электроприводом.

7.3.34.5 При использовании электропривода со встроенными средствами управления по полевой шине интерфейс и протокол передачи данных необходимо согласовывать со специалистами Технического департамента.

7.3.34.6 При модернизации и техническом перевооружении ЗРА на энергообъектах Общества в целях унификации, предпочтение должно отдаваться оборудованию проверенных производителей. Рекомендуемые производители ЗРА для энергообъектов Общества представлены в таблице 33, при этом указанный тип применяемых приводов по данным производителям не ограничивается данным перечнем:

Таблица 33 - Рекомендуемые производители ЗРА для энергообъектов Общества

Завод (производитель)	Тип электропривода
ОАО «ЗЭИМ»	МЭО, МЭОФ (но не ограничиваясь)
АООТ «Чеховский завод энергетического машиностроения»	792,795,821,822,825-Э-0; 821-ЭР-0; 822-КЭ-0, (но не ограничиваясь)
ОАО «Прибор» г. Курск	МБОВ, МБО, МЗОВ, ПЗК (но не ограничиваясь)
АМАКС	БГ-8, БГ-12 (но не ограничиваясь)
ООО «БЕТРО-ТЕХ»	ЭП-100,300, ГИЮМ (но не ограничиваясь)
АО «Тулаэлектропривод»	Серия ЭПНН, ЭПНВ, ЭП4 (но не ограничиваясь)
ОАО «ЗЭИМ Автоматизация»	МЭО, ПЭМ.МЭПК, (но не ограничиваясь)
ОАО «Прибор» для затворов «Арматек»	МЗО-25/25-0,25, (но не ограничиваясь)

7.4 Требования к релейной защите и автоматике

7.4.1 Общие положения

7.4.1.1 Функциональные требования к устройствам релейной защиты и автоматики определяются с учетом требований отраслевых нормативных документов и нормативных правовых актов РФ.

7.4.1.2 Рекомендуется применять современные устройства РЗА отечественного производства, согласно таблице 34 (указанный перечень производителей, а также тип применяемого оборудования по производителям не ограничивается данным перечнем).

Таблица 34 – Устройства РЗА, рекомендованные к применению в Обществе

Классификация устройств РЗА		Предпочтительный (проверенный) производитель УРЗА	Примечания
Подстанционное оборудование (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ, ПС, РП, (авто)трансформаторы связи)	6 - 35 кВ	• ООО НПП «Экра»; • ООО «Релематика»; • ООО «НТЦ «Механотроника»; • ООО НПП «Проэл»; • АО «Промэлектроника»; • АО «Радиус автоматика»	• ООО «НПП Бреслер» - в части управления ДГР; • ООО НПП «Проэл» и АО «Промэлектроника» - в части дуговой защиты

Классификация устройств РЗА		Предпочтительный (проверенный) производитель УРЗА	Примечания
	110 - 220 кВ	• ООО НПП «Экра»; • ООО «НТЦ «Механотроника»; • ООО «Релематика»	-
	500 кВ	• ООО НПП «Экра»;	-
Станционное оборудование	Собственные нужды 3 - 10 кВ	• ООО НПП «Экра»; • ООО «НТЦ «Механотроника»; • ООО «Релематика»; • ООО НПП «Проэл»; • АО «Промэлектроника»; • АО «Радиус автоматика»	ООО НПП «Проэл» и АО «Промэлектроника» в части дуговой защиты
	РЗА генераторов, блоков генератор-трансформатор	• ООО НПП «Экра»; • ООО «Релематика»	-
Аппаратура приемо-передачи команд РЗ и ПА (ПРД и ПРМ)		• ООО «Уралэнергосервис»	-
Аппаратура ПА		• ООО «Прософт-Системы»; • ООО НПП «Экра»	-
Газовые и струйные реле защиты маслонаполненных (авто)трансформаторов и реакторов		• «EMB GmbH» (Германия); • ООО «ИЦ ОРГРЭС»	• реле должны иметь по 2 отключающих и сигнальных контакта; • герметичные контакты должны быть изолированы от масла

7.4.2 Общие требования при построении систем релейной защиты и автоматики

7.4.2.1 Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, автотрансформаторов, реакторов, трансформаторов, генераторов и другого электротехнического оборудования) должно осуществляться с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

7.4.2.2 Ввод элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты должен выполняться, как правило, автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматического повторного включения (например, автотрансформаторы, реакторы, а также, если этого требует производитель).

7.4.2.3 Количество ТТ, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений (контроллеров АСУ ТП, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии, мониторинга оборудования и др.). Основные и резервные защиты (реализованные в разных комплектах МП РЗА) каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

7.4.2.4 Выбор ТТ, используемых в РЗА, производить с учетом требований к характеристикам, гарантирующих правильную работу устройств РЗА в переходных режимах в соответствии с ГОСТ Р 58669.

7.4.2.5 Должно предусматриваться резервирование защит по цепям напряжения с ручным или автоматическим переводом цепей на другой ТН.

7.4.2.6 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН соответствующего класса точности.

7.4.2.7 При наличии у высоковольтного выключателя двух электромагнитов отключения, действие системы управления этим выключателем, основных и резервных защит любого элемента сети, а также УРОВ должно предусматриваться на оба электромагнита, кроме средств ПА.

7.4.2.8 При наличии на объекте АСУ ТП все устройства РЗА должны быть интегрированы в эту систему на информационном уровне. Управление параметрами настройки (уставками) устройств РЗА через АСУ ТП недопустимо, кроме предусмотренного проектом дистанционного управления устройствами (функциями устройств) релейной защиты и автоматики с учетом критериев, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 04.12.2024 № 1712. Допускается управлять дистанционно: переключением групп уставок в терминалах РЗА (заранее настроенных в соответствии с заданием), оперативно вводить и выводить устройство РЗА, вводить и выводить отдельные функции в соответствии с режимом работы защищаемого оборудования.

7.4.2.9 Оперативное управление устройствами РЗА должно предусматриваться по месту расположения устройств - с помощью переключающих устройств, устанавливаемых в шкафах (или на дверях шкафов, панелей) РЗА.

7.4.2.10 Положение всех переключающих устройств, параметры устройств РЗА и их изменение должно регистрироваться либо в самих устройствах РЗА, информационно интегрированных в АСУ ТП, либо непосредственно в АСУ ТП через устройства системы сбора и передачи технологической информации.

7.4.2.11 Каналообразующая аппаратура для передачи команд РЗА, в том числе совмещенная аппаратура передачи команд РЗА и связи, должна размещаться, как правило, в одном помещении.

7.4.2.12 Схемы подключения вторичных цепей к дискретным входам микропроцессорных устройств РЗА должны обеспечивать работу устройств контроля изоляции сети постоянного оперативного тока при замыканиях на землю в этих цепях.

7.4.2.13 Все устройства РЗА должны быть синхронизированы с системой единого точного времени. Способ и технические средства синхронизации определяются на стадии проектирования. Предпочтительным является аппаратный способ синхронизации.

7.4.2.14 Разработка ПА в проекте нового или реконструируемого объекта должна выполняться на основе результатов расчётов устойчивости энергосистемы. Для этого должны

быть выполнены расчёты статической и динамической устойчивости. На основании анализа результатов расчётов устойчивости должна быть разработана структурная схема комплекса ПА или скорректирована существующая структурная схема. В соответствии с новой структурной схемой комплекса ПА энергорайона выполняется размещение требующихся устройств ПА на проектируемом (или реконструируемом) и на других связанных с ним объектах.

7.4.2.15 В случае реализации нескольких функций автоматики в одном устройстве ПА требуется установка двух взаиморезервирующих комплектов устройств ПА. Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройства ПА, функций РЗ и ПА в одном устройстве, а также устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

7.4.2.16 Для обеспечения требуемой готовности к срабатыванию всего комплекса ПА каналы передачи аварийной и до аварийной информации ПА (ВЧ каналы по проводам ЛЭП, ВОЛС по грозозащитным тросам ЛЭП и др.) должны выполняться дублированными. Причём каналы должны проходить по географически разным трассам.

7.4.2.17 Проект модернизации РЗА может выполняться как в составе проекта реконструкции и технического перевооружения ЭТО, так и по отдельному самостоятельному титулу.

7.4.2.18 При модернизации РЗА выполняется проектная документация и рабочая документация.

7.4.2.19 В составе проектной документации должны быть приведены требования к устройствам РЗА и укрупненный перечень производителей оборудования, соответствующего данным техническим требованиям, для выбора поставщика. После выбора поставщиков разрабатывается рабочая документация.

7.4.2.20 При модернизации устройств РЗА без замены защищаемого первичного оборудования на этапе выполнения проектной документации необходимо:

а) выполнить расчетную проверку в совокупности технических характеристик, существующих ТТ и подключаемых к ним устройств РЗА с целью обеспечения правильной работы при КЗ, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока проводить расчеты времени до насыщения ТТ в соответствии с ГОСТ Р 58669;

б) на основании проведенных времени до насыщения ТТ определять требования к техническим характеристикам устройств РЗА, в части минимально необходимого времени достоверного измерения значений тока от ТТ, при котором обеспечивается правильная работа РЗА в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ;

в) если существующие ТТ не позволяют обеспечить правильную работу планируемых к установке устройств РЗА при КЗ с апериодической составляющей тока, предусматривать экономически целесообразный вариант применения других устройств РЗА или замену существующих ТТ на новые, с требуемыми характеристиками.

7.4.2.21 При оценке объёмов модернизации ПА должны учитываться все устройства ПА, размещённые на объектах электрической сети, принадлежащих разным хозяйствующим субъектам. Модернизация этих устройств ПА, являющихся неотъемлемой частью системной противоаварийной автоматики, должна координироваться или должна производиться одновременно.

7.4.2.22 В состав комплекта поставки к каждому устройству РЗА должен быть включен необходимый набор расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных

частей, а также необходимые приборы, испытательные комплексы и приспособления для проведения технического обслуживания.

7.4.2.23 При построении систем РЗА запрещается использовать промежуточные реле типа РЭП-36, РЭП-37 (следует использовать альтернативные реле).

7.4.2.24 При проектировании дуговых защит на основе волоконно-оптических датчиков света (ВОД) в комплектных распределительных установках необходимо исключить попадание светового излучения дугового разряда на оболочку оптического кабеля по всей его протяженности от ВОД до защиты от дуговых замыканий.

7.4.3 Рекомендации по модернизации устройств релейной защиты и автоматики

7.4.3.1 Устаревшая морально и физически аппаратура РЗА, находящаяся в эксплуатации на объектах Общества, должна заменяться технически более совершенной современной аппаратурой с сохранением или с расширением выполняемых ею функций в соответствии с разработанным проектом модернизации РЗА.

7.4.3.2 При проектировании необходимо соблюдать:

а) Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики;

б) Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики;

в) Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы;

г) Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме.

7.4.3.3 Применяемые новые устройства РЗА должны иметь стандартные протоколы обмена информацией по ГОСТ и МЭК и должны отвечать требованиям по надёжности работы и требованиям по электромагнитной совместимости.

7.4.3.4 Для целей реконструкции тупиковых ячеек 3, 6, 10 кВ допустимо применение устройств РЗА на электромеханической базе, с целью снижения капитальных затрат без ущерба по надежности, кроме ВИЭ.

7.4.3.5 Необходимость модернизации РЗА определяется на основе статистических данных, обследования проводимого в процессе периодического технического обслуживания, анализа и оценки её технического состояния, исходя из следующих критериев:

а) несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройства требованиям к селективности, быстродействию, чувствительности, резервированию при действующих или предусматриваемых в ближайшей перспективе схемах, или режимах работы энергообъекта или прилегающей сети;

б) невозможность восстановления требуемых характеристик устройства при проведении технического обслуживания;

в) фактический износ значительной части аппаратов электромеханического устройства до состояния, требующего их замены; значительное превышение большей частью аппаратов количества срабатываний, нормируемых НД;

г) неудовлетворительное состояние изоляции контрольных кабелей, монтажных проводов по механической (высыхание, трещины, хрупкость) или электрической прочности или по уровню сопротивления изоляции; существенные изменения внешнего вида

значительной части монтажных проводов устройства, катушек, изоляционных трубок и т.д.;

д) рост количества случаев изменения характеристик и (или) повреждений элементов устройства, выявленных при проведении технического обслуживания и при анализе случаев неправильной работы;

е) рост относительного числа отказов функционирования (процента неправильной работы устройства);

ж) прекращение выпуска устройств и запасных частей к ним.

7.4.3.6 Физический износ аппаратуры РЗА определяется, кроме того, увеличением затрат на её обслуживание, устранение дефектов.

7.4.3.7 Потребность в модернизации ПА возникает не только при реконструкции и техническом перевооружении объектов, но и при таком изменении режимов работы электрических связей, при котором имеющихся функций ПА недостаточно для предотвращения нарушения устойчивости или предотвращения развития и ликвидации технологического нарушения. В этом случае расширение функций существующей ПА, а также увеличение объёмов и видов её управляющих воздействий, должно быть подтверждено расчетами устойчивости.

7.4.3.8 При техническом перевооружении основного оборудования объекта или его части должна производиться замена всех выработавших срок службы устройств РЗА этого оборудования, включая кабели вторичных цепей, а также тех устройств, состояние которых соответствует хотя бы одному из критериев данного раздела.

7.4.3.9 Замена устройств РЗА на объектах, где предусматривается техническое перевооружение основного оборудования, должна быть предусмотрена проектом перевооружения с учетом срока эксплуатации и фактического состояния устройств.

7.4.4 Требования к техническим средствам микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики

7.4.4.1 Технические средства и программное обеспечение МП УРЗА должны выполняться с использованием модульного принципа. При этом должна обеспечиваться независимая работа исправных модулей при отказах или неисправностях в соседних модулях. Этим должна обеспечиваться и независимость реализации заданных функций при потере какой-либо из них.

7.4.4.2 Архитектура вычислительной системы и номенклатура модулей МП УРЗА определяются конкретными задачами защиты в зависимости от вида присоединения и класса напряжения.

7.4.4.3 В общем случае сложное устройство МП УРЗА (класс напряжения 110 кВ и выше) должно включать модули УСО, мультиплексора, АЦП, процессорного устройства, модули устройств дискретного ввода-вывода, блок интерфейса общения «человек-защита», модуль интерфейса связи с верхним уровнем, блок питания.

7.4.4.4 Модуль УСО осуществляет преобразование аналоговых входных электрических величин для их согласования с интерфейсами вычислительной системы. Модуль УСО может включать промежуточные ТТ и промежуточные ТН. Промежуточные ТТ и ТН должны обеспечивать гальваническое разделение входных цепей от внутренних цепей МП УРЗА и осуществлять нормирование входных сигналов. Модуль УСО может включать аналоговые фильтры.

7.4.4.5 При планировании создания новых или модернизации существующих МП устройств РЗА, применяемые устройства должны правильно функционировать в диапазоне частоты электрического тока основной гармоники на аналоговых входах не менее 45 – 55 Гц включительно, для РЗА генераторов, блоков генератор-трансформатор – не менее 40 – 60 Гц включительно.

7.4.4.6 При большом динамическом диапазоне входных токов может предусматриваться установка двух промежуточных ТТ на ток каждой фазы, имеющих разные коэффициенты передачи и в совокупности обеспечивающих необходимый динамический диапазон для нормального функционирования защиты. Максимальный динамический диапазон по току, должен составлять (0,01÷100) $I_{ном}$.

7.4.4.7 Модуль мультиплексора обеспечивает переключение каналов АЦП. Для снижения угловой погрешности из-за конечного времени переключения каналов и аналого-цифрового преобразования в модуль может входить устройство выборки и хранения.

7.4.4.8 Разрядность АЦП и его класс точности должны выбираться в соответствии с требуемой точностью преобразования входных сигналов. Быстродействие АЦП должно согласовываться с необходимой частотой дискретизации, количеством каналов преобразования и эффективным быстродействием процессорного устройства.

7.4.4.9 Частоты измерений мгновенных значений и цифровой фильтрации должны выбираться с учетом системы «Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems».

7.4.4.10 Модуль процессорного устройства управляет работой вычислительной системы. Устройство может быть однопроцессорным или многопроцессорным (предпочтительно). Многопроцессорные устройства рекомендуется выполнять с применением специализированных процессоров - цифровых процессоров обработки сигналов[3] по схеме с одним ведущим процессором (хост-процессор). Процессорное устройство должно содержать долговременную внешнюю память для хранения уставок, результатов саморегистрации функционирования защиты, образа адресного пространства данных при отказе блока питания и др.

7.4.4.11 Модуль процессорного устройства должен содержать порт встроенного интерфейса местной связи «человек-защита», порт для подключения внешнего компьютера в месте установки защиты, порты для дистанционной связи с координированными системами контроля и управления или АСУ ТП.

7.4.4.12 В качестве внешней памяти программ предпочтительно использовать флэш-память, но может быть использовано и постоянное запоминающее устройство.

7.4.4.13 Модуль процессорного устройства должен содержать сторожевой таймер для перезапуска программы МП РЗА.

7.4.4.14 Блок интерфейса местной связи «человек-защита» должен устанавливаться на лицевой стороне конструктива и содержать: светодиоды для сигнализации о срабатывании, о действии на отключение и о неисправности и (или) мини-дисплей и клавиатуру для ввода данных и управления дисплеем и защитой.

7.4.4.15 Модуль устройства дискретного ввода-вывода должен обеспечивать быстрый ввод (вывод) дискретных сигналов, их согласование с внешним источником (приемником) по

[3] В англоязычной терминологии – «DSP» (Digital Signal Processor)

мощности, напряжению, току, а также гальванически отделять вычислительную систему от входных (выходных) цепей.

7.4.4.16 Модуль интерфейса связи должен предусматривать возможность обмена информацией с использованием стандартных протоколов.

7.4.4.17 Блок питания должен работать от постоянного или выпрямленного оперативного тока с номинальным напряжением 220 В, обеспечивая уровни и качество выходных напряжений в соответствии с требованиями электронных компонентов МП УРЗА, при возможных в эксплуатации изменениях напряжения внешнего питания.

7.4.5 Требования к программному обеспечению микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики

7.4.5.1 ПО сложных МП УРЗА должно разделяться на системное и прикладное (технологическое). Программное обеспечение МП УРЗА должны выполняться с использованием модульного принципа. При этом должна обеспечиваться независимая работа исправных модулей при отказах или неисправностях в соседних модулях. Этим должна обеспечиваться и независимость реализации заданных функций при потере какой-либо из них.

7.4.5.2 Системное ПО должно содержать операционную систему реального времени и тестовое ПО.

7.4.5.3 Операционная система должна содержать драйверы, управляющие работой внешних (по отношению к данному процессору) устройств, имеющих сложный интерфейс. Операционная система однопроцессорного устройства должна обеспечивать параллельное выполнение задач. Операционная система многопроцессорного устройства должна предоставлять средства организации параллельной работы процессоров.

7.4.5.4 Тестовое ПО должно содержать программы тестов, выполняемых при запуске и перезапуске процессорного устройства и с заданной периодичностью в фоновом режиме. Тестовое ПО должно обеспечивать контроль исправности аппаратных средств и целостности ПО.

7.4.5.5 Прикладное ПО должно осуществлять выполнение алгоритмов защиты, регистрацию функционирования защиты, осциллографирование сигналов и дополнительный контроль правильности входных данных. Пользователь должен иметь возможность конфигурирования прикладного ПО: выбирать различные варианты взаимодействия с внешними устройствами и режимами объекта защиты, вводить в работу дополнительные функции (такие, как определение расстояния до места повреждения, задание условий пуска аварийной регистрации, осциллографирования и т.п.).

7.4.6 Требования к оперативным элементам местного контроля, управления и сигнализации состояния микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики

7.4.6.1 В МП УРЗА должен быть предусмотрен встроенный интерфейс с дисплеем и клавиатурой (в том числе, виртуальной). Объем возможных операций с помощью встроенного интерфейса задается в соответствии с типом защиты и областью ее применения.

7.4.6.2 Алфавитно-цифровой мини-дисплей, как минимум, должен иметь 2-4 строки по 16-20 символов, а клавиатура — цифровые и функциональные клавиши.

7.4.6.3 В сложных МП УРЗА, где требуется вводить большое число уставок и данных и где необходимо выполнять конфигурирование системы, обеспечивающее различные варианты взаимодействия с внешними устройствами и режимами объекта защиты, должен

предусматриваться графический мини-дисплей (например, на жидких кристаллах с размером экрана 5-7 дюймов). Тип, размеры дисплея и клавиатуры, а также объем возможных операций с помощью встроенного интерфейса пользователя должны быть выбраны в соответствии с типом защиты и принятой системой технического обслуживания.

7.4.6.4 Должны использоваться общепринятые в электроэнергетической отрасли символы, размерности, сокращения терминов и т.п. Надписи на лицевой панели должны быть понятными, используемые мнемокоды должны быть стандартными. Пользователь должен быть обеспечен подробными инструкциями по работе с человеко-машинным интерфейсом, позволяющими обслуживать данные устройства персоналу, не имеющему специальных навыков работы с вычислительной техникой.

7.4.6.5 Некоторые функции интерфейса «человек – защита», такие как задание уставок и выбор характеристик защит, должны быть защищены от прямого доступа оперативного персонала. Другие функции, такие как вывод защиты из действия и ввод ее в действие, должны быть доступны оперативному персоналу.

7.4.6.6 Интерфейс «человек – защита», как правило, должен обеспечивать выполнение следующего минимального набора функций, но не ограничиваясь:

а) ввод и отображение уставок и других параметров настройки;

б) отображение текущих действующих значений, измеряемых входных аналоговых величин, а также вычисляемых параметров - частоты, активной и реактивной мощности и т.п.;

в) отображение результатов регистрации функционирования МП УРЗА;

г) ввод в действие и вывод из действия отдельных защит, входящих в состав МП УРЗА;

д) корректировку календаря и часов службы времени МП УРЗА (если таковая предусмотрена);

е) вывод значений моментов времени десяти последних срабатываний каждой из защит, входящих в состав МП УРЗА;

ж) расчет расстояния до места повреждения и отображение результатов расчета;

и) вывод неисправности или кода неисправности, выявленной средствами внутренней диагностики.

7.4.7 Требования к передаче информации на верхний уровень автоматической системы управления технологическими процессами

7.4.7.1 Устройства МП УРЗА должны обеспечивать возможность вывода и передачи на верхний уровень АСУ ТП энергообъекта данных о нормальном режиме для контроля состояния самих устройств МП УРЗА и защищаемого оборудования.

7.4.7.2 Кроме этого должна предусматриваться возможность передачи на верхний уровень АСУ ТП или на внешнюю ПЭВМ, временно подключаемую к МП УРЗА, данных регистрации функционирования МП УРЗА и цифрового осциллографирования аналоговых сигналов и параметров устройства при срабатывании защитных функций.

7.4.7.3 Требования к выводу необходимой информации для контроля состояния МП УРЗА и информации регистратора аварийных событий являются основными и определяются ТЗ на конкретные устройства МП УРЗА. Информация о состоянии устройства МП УРЗА должна соответствовать текущему режиму с запаздыванием по времени не более 0,1 с. Информация выводится нерегулярно в зависимости от изменений режима МП УРЗА или при регистрации аварийных процессов в защищаемом оборудовании, а также по запросу,

поступающему от внешней ПЭВМ (временно подключаемой), из канала связи с верхним уровнем или из локальной вычислительной сети АСУ ТП.

7.4.7.4 Требования к выводу заданного объема информации дня контроля режима работы защищаемого объекта являются дополнительными и реализуются при наличии АСУ ТП или других координированных систем контроля и (или) управления по специальному указанию потребителя. Возможный объем выводимой информации определяется ТЗ на МП УРЗА в зависимости от объема и функций обработки входных сигналов, вида защищаемого оборудования и общей структуры построения системы защит. Максимальный объем выводимой информации может соответствовать полному объему входных сигналов, включая их обработку с выявлением фазовых соотношений для выдачи цифровых значений фазовых углов, активной и реактивной мощности на данном присоединении. Данная информация при выводе из МП УРЗА должна соответствовать текущему режиму с запаздыванием не более 100 мс. Информация выводится регулярно с периодичностью, определяемой при разработке АСУ ТП, но не реже чем через 100 мс. В обоснованных случаях эта информация может проходить регистрацию в МП УРЗА с присвоением времени каждому из значений параметров, усреднение (для аналоговых параметров) на заданном интервале времени, поступать на хранение и выводиться в форме заданного протокола по внешним или внутренним командам.

7.4.8 Требования к надежности устройств релейной защиты и автоматики

7.4.8.1 Микропроцессорные устройства РЗА в части требований по надежности должны соответствовать требованиям ГОСТ 4.148 и ГОСТ 27.003. Здесь и далее рассматривается надежность устройств МП УРЗА как самостоятельных изделий без учета влияния надежности внешних цепей датчиков, цепей команд управления, цепей внешних источников электроснабжения, если иное не оговорено в ТЗ и (или) ТУ.

7.4.8.2 МП УРЗА должны применяться в основном как восстанавливаемые и ремонтопригодные изделия, рассчитанные на длительное функционирование. При этом ремонт неисправного устройства производится обезличенным способом.

7.4.8.3 По числу возможных состояний (по работоспособности) устройства МП УРЗА относятся к изделиям вида 2 по ГОСТ 27.003.

7.4.8.4 Все устройства МП УРЗА должны относиться к устройствам, которые в процессе эксплуатации требуют технического обслуживания, в соответствии с И 6.3-161 и заводскими инструкциями.

7.4.8.5 В МП УРЗА должны быть использованы следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

а) резервирование аппаратных средств, функций защиты и программного обеспечения;

б) 100 % резервирование на уровне терминалов МП РЗА для защиты первичного оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, кроме ЛЭП, где процент резервирования определяется проектом;

в) применение отказоустойчивых структур;

г) автоматическая диагностика аппаратных средств и программного обеспечения;

д) применение современной малопотребляющей (не требующей принудительного охлаждения) элементной базы;

е) хранение информации, констант и программ в энергонезависимой памяти.

7.4.8.6 Для достижения высоких показателей надежности в МП УРЗА, как правило, должна предусматриваться избыточность по защитным функциям (два или более устройства,

две или более системы защит, функциональное резервирование, резервирование защит смежных элементов).

7.4.8.7 Для однозначной фиксации технического состояния устройства и фактов отказов и (или) неисправностей в ТЗ на МП УРЗА должны быть приведены критерии отказов и критерии предельных состояний, а также должно указываться время ожидания ремонта, т.е. замены неисправного элемента.

7.4.8.8 Номенклатура и значения показателей надежности для устройств МП УРЗА должны указываться в ТЗ на конкретные виды устройств и выбираться из следующих значений:

а) средняя наработка на отказ сменного элемента — 100, 125 тыс. ч;

б) среднее время восстановления (замены сменного элемента) — 0,5; 1; 2; 3 ч;

в) средний срок службы сменного элемента до капитального ремонта — 8, 10, 12, 14 лет;

г) средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год (при появлении требования) — $1 \cdot 10^{-5}$, $1 \cdot 10^{-6}$ согласно требованиям ГОСТ Р 27.102;

д) параметр потока ложных срабатываний устройства в год (при отсутствии требования) — $1 \cdot 10^{-6}$, $1 \cdot 10^{-7}$согласно требованиям ГОСТ Р 27.102;

е) полный средний срок службы устройства — не менее 20 лет.

7.4.8.9 Значения показателей надежности сменных элементов различного назначения могут отличаться.

7.4.8.10 Соответствие МП УРЗА требованиям по надежности на этапе разработки должно оцениваться расчетным методом с использованием данных о надежности комплектующих изделий и принятом схемно-конструкторском варианте построения устройства.

7.4.8.11 При серийном производстве МП УРЗА соответствие требованиям по надежности простых устройств или сменных элементов сложных устройств должно подтверждаться специальными контрольными испытаниями.

7.4.8.12 Соответствие требованиям надежности МП УРЗА оценивается по статистическим данным о числе и видах отказов устройств, полученным из опыта эксплуатации.

7.4.9 Требования к интерфейсам связи с верхним уровнем автоматической системы управления технологическими процессами и протоколам обмена данными

7.4.9.1 Должно быть обеспечено представление на верхние уровни координированных систем контроля и управления или АСУ ТП (уровни энергообъекта, службы защиты и центра диспетчерского управления) информации, имеющейся в памяти МП УРЗА.

7.4.9.2 Выбор числа и типов портов связи определяется в ТЗ на МП УРЗА в зависимости от функций и сложности устройства защиты и согласовывается с решениями, принятыми в АСУ ТП.

7.4.9.3 По требованию заказчика должно быть обеспечено подключение к портам оптоволоконных, коаксиальных или тональных кабелей связи с верхним уровнем или кабелей локальной вычислительной сети.

7.4.9.4 Для обмена данными между АСУ ТП и иерархически нижерасположенными уровнями систем контроля и управления должны применяться стандартные отраслевые международные протоколы обмена данных.

7.4.10 Требования к выходным контактным устройствам (управления коммутационными аппаратами, сигнализации состояния и режима работы микропроцессорного устройства релейной защиты и автоматики)

7.4.10.1 При проектировании клеммных рядов в шкафах (панелях) РЗА выходных цепей на отключение разных коммутационных аппаратов или элементов электрической сети закладывать разделение клемм, для предупреждения ошибочных действий персонала при опробовании. Разделение производить специальными изделиями с нанесением наименования отключаемого присоединения, при отсутствии технической возможности применять свободные клеммы.

7.4.10.2 Выходные контактные устройства должны обеспечивать гальваническое разделение МП УРЗА с внешними цепями.

7.4.10.3 Число выходных контактных устройств должно определяться в ТЗ на МП УРЗА в зависимости от назначения, вида защищаемого оборудования и схемы его включения.

7.4.10.4 Выходные контакты управления коммутационными аппаратами должны иметь коммутационную способность в цепях постоянного тока напряжением 220 В с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,05 с, при числе коммутаций не менее 1000:

а) для воздушных выключателей:
   1) на замыкание 40 А длительностью 0,03 с, 15 А длительностью 0,3 с;
   2) на размыкание 0,25 А;

б) для выключателей с электромагнитными приводами:
   1) на замыкание 5,0 А длительностью 1,0 с;
   2) на размыкание 0,25 А.

7.4.10.5 Выходные контакты управления внешними цепями блокировок других МП УРЗА и цепями сигнализации должны коммутировать не менее 30 Вт в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,02 с, при напряжениях от 24 до 250 В или при токе до 1,0 А, с коммутационной износостойкостью не менее 10000 циклов.

7.4.10.6 Выходные контакты управления внешними цепями дискретных входов АСУ ТП должны обеспечивать прохождение минимального тока 0,5 мА при напряжении 24 В и коммутацию токов не менее 100 мА при напряжении постоянного тока до 250 В в цепях с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,02 с, с коммутационной износостойкостью не менее 10000 циклов.

7.4.10.7 Для исключения ложной работы выходных реле с малыми токами срабатывания $I_{ср} < 4$ мА (малоточные реле) от наведенного во вторичных цепях напряжения необходимо:

а) использовать экранированные кабели в цепях подключения к катушкам малоточных реле;

б) использовать промежуточные реле с $U_{ср}$ не менее 0,6 $U_{ном}$;

в) все промежуточные реле с номинальным током катушки более 21 мА, если цепи, подключенные к катушкам этих реле, прокладываются в одном кабеле или жгуте с цепями, подключенными к катушкам малоточных реле, оснащать RC цепями, защитными диодами или варисторами для снижения коммутационных импульсов самоиндукции.

7.4.10.8 При длинах кабелей более 250 метров дополнительно необходимо:

а) цепи подключения катушек малоточных реле прокладывать в отдельном кабеле;

б) катушки одиночных малоточных реле на 220 В шунтировать резисторами 3,9 кОм, 10…16 Вт;

в) при параллельном включении катушек малоточных реле на 220 В подбирать резисторы расчетом с целью обеспечения общего сопротивления не выше 4 кОм.

7.4.11 Общие требования к микропроцессорному устройству релейной защиты и автоматики в части эксплуатации и технического обслуживания

7.4.11.1 Помещения объектов, где традиционно размещаются МП УРЗА, подразделяются на несколько разновидностей, каждой из которых соответствуют определенные требования в части категорий исполнения устройств по внешним климатическим и механическим воздействиям.

7.4.11.2 Требования к устройствам МП РЗА в части их устойчивости к климатическим и механическим воздействующим факторам в различных по видам и конструкции помещениях объектов определены в РД 34.35.310.

7.4.11.3 В тех случаях, когда импортируемые или разрабатываемые МП РЗА предусматривается устанавливать в помещениях и конструкциях с разными условиями по климатическим и механическим воздействиям, предъявленные или назначенные в ТЗ требования должны перекрывать самые жесткие из определяемых условий.

7.4.11.4 Устройства МП УРЗА в части воздействия климатических факторов при эксплуатации, в режимах хранения и транспортирования должны соответствовать ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1.

7.4.11.5 Требования к климатическим внешним воздействующим факторам в условиях эксплуатации, хранения и транспортирования:

а) по эксплуатации:

1) группы исполнения устройств МП УРЗА, приведенные в РД 34.35.310, предусматривают эксплуатацию аппаратуры в умеренных и холодных климатических зонах — УХЛ4, УХЛ3, УХЛ3.1, УХЛ2.1 и в тропиках - 04, Т3, Т3.1, Т2.1;

2) условия эксплуатации МП УРЗА должны исключать воздействие прямого солнечного излучения, прямое попадание атмосферных осадков, конденсацию влаги и наличие агрессивной среды;

3) для МП УРЗА должна предусматриваться эксплуатация на высоте до 2000 м над уровнем моря;

4) устройства МП УРЗА должны быть предназначены для эксплуатации в районах с атмосферой типа 2 (промышленная), где среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, а концентрация сернистого газа в воздухе не превышает норм, оговоренных ГОСТ 15150;

5) при тепловых расчетах и испытаниях устройств МП УРЗА, размещаемых в закрытых объемах, например, в отсеках ячеек КРУ и КТП СН или в других, где возможно выделение тепла от установленной там другой аппаратуры, за эффективное значение температуры окружающей среды должно приниматься верхнее рабочее значение, увеличенное на 10°С;

б) по хранению и транспортированию:

1) устройства МП УРЗА исполнения УХЛ4 должны быть рассчитаны на хранение в неотапливаемых хранилищах с верхним значением температуры воздуха плюс 40 °С и нижним - минус 50 °С, с относительной влажностью 98 % при 25 °С (условия хранения 2);

2) устройства МП УРЗА исполнений УХЛ3, УХЛ3.1, УХЛ2.1, 04, Т3, Т3.1, Т2.1 должны быть рассчитаны на хранение в неотапливаемых хранилищах с верхним значением

температуры воздуха плюс 50 °С и нижним - минус 50 °С, с относительной влажностью 98 % при 35 °С (условия хранения 3);

3) устройства МП УРЗА должны транспортироваться надежным и закрытым транспортом. При транспортировании должны допускаться следующие воздействия внешней окружающей среды:

– для видов климатических исполнений УХЛ4, УХЛ3.1, УХЛ3, УХЛ2.1 верхнее значение температуры окружающего воздуха плюс 50 °С, нижнее — минус 60 °С (условия хранения 5);

– для видов климатических исполнений О4, Т3.1, Т3, Т2.1 верхнее значение температуры окружающего воздуха плюс 60 °С, нижнее — минус 60 °С (условия хранения 6);

4) условия транспортирования и хранения, отличающиеся от указанных, для конкретных устройств МП УРЗА должны специально согласоваться с заказчиком, записываться в ТЗ и ТУ на конкретное устройство.

7.4.11.6 Требования к внешним механическим воздействующим факторам в условиях эксплуатации, хранения и транспортирования:

а) устройства МП УРЗА по устойчивости к внешним механическим воздействующим факторам должны соответствовать требованиям ГОСТ 17516.1;

б) удовлетворяет требованиям к сейсмостойкости (интенсивность землетрясения не менее 9 баллов) МП УРЗА групп механического исполнения М7, М41;

в) в нормируемых диапазонах частот в местах установки печатных плат, модулей и других элементов конструкция устройств МП УРЗА не должна иметь резонансов;

г) помещения внутри фундаментов и под турбогенераторами, в которых в настоящее время иногда размещается аппаратура системы возбуждения, должны быть отнесены к помещениям, непригодным для размещения МП УРЗА из-за значительных вибраций и возможных резонансных явлений в конструктивных частях устройств МП УРЗА;

д) требования к стойкости устройств при воздействии механических факторов в условиях хранения и транспортирования должны соответствовать группе С по ГОСТ 23216;

е) устройства МП УРЗА должны допускать транспортирование железнодорожным и автомобильным транспортом и их сочетанием, а также водным путем (кроме моря). При этом допустимое число перегрузок устройств не должно быть менее 4.

7.4.11.7 Требования к электрической прочности изоляции:

а) МП УРЗА по прочности электрической изоляции должна удовлетворять требованиям ГОСТ IEC 60255-5;

б) испытания изоляции должны включать:

1) измерение сопротивления изоляции;

2) испытания электрической прочности;

3) испытания импульсным напряжением;

в) климатические условия проведения испытаний должны быть следующими:

1) температура окружающей среды от 15°С до 30 °С;

2) относительная влажность от 45% до 75 %;

3) атмосферное давление от 86,0 до 106,0 кПа;

4) испытания должны проводиться на ненагретом устройстве.

7.4.11.8 Требования к измерению сопротивления изоляции:

а) сопротивление изоляции между каждой независимой цепью (гальванически не связанной с другими цепями) и корпусом, соединенным со всеми остальными независимыми цепями, должно быть не менее 100 МОм при напряжении постоянного тока 500 В;

б) к независимым цепям устройства МП УРЗА должны быть отнесены:

1) входные цепи от измерительных трансформаторов тока;

2) входные цепи от измерительных трансформаторов напряжения;

3) входные цепи питания от сети оперативного тока;

4) входные цепи контактов реле других устройств;

5) выходные цепи контактов выходных реле устройства;

6) цепи цифровых связей с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В, гальванически не связанные с входными, выходными и внутренними цепями;

7) внутренние измерительные и логические цепи устройства с номинальным напряжением не более 60 В, гальванически не связанные с входными, выходными цепями и цепями цифровых связей.

7.4.11.9 Требования к испытаниям электрической прочности:

а) электрическая изоляция каждой из входных или выходных независимых цепей устройства по отношению ко всем остальным независимым цепям и корпусу должна выдерживать без повреждений испытательное напряжение действующим значением 2,0 кВ частоты 50 Гц в течение 1 мин;

б) электрическая изоляция внутренних измерительных и логических цепей, а также цепей цифровых связей с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В (гальванически не связанных с другими независимыми цепями) относительно корпуса и других независимых цепей должна выдерживать без повреждений испытательное напряжение действующим значением 0,5 кВ частоты 50 Гц в течение 1 мин.

7.4.11.10 Требования к испытаниям импульсным напряжением:

а) электрическая изоляция каждой из входных и выходных цепей устройства по отношению к корпусу и другим независимым цепям должна выдерживать без повреждений три положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения следующих параметров:

1) амплитуда — 5,0 кВ с допустимым отклонением 10 %;

2) длительность переднего фронта — 1,2 мкс ± 30 %;

3) длительность полуспада заднего фронта — 50 мкс ± 20 %;

4) длительность интервала между импульсами — не менее 5 с;

б) электрическая изоляция внутренних измерительных и логических цепей, цепей цифровых связей с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В (гальванически не связанных с входными, выходными и внутренними цепями) относительно корпуса, соединенного с другими независимыми цепями, должна выдерживать без повреждений три положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения, имеющих следующие параметры:

1) амплитуда — 1,0 кВ с допустимым отклонением 10 %;

2) длительность переднего фронта — 1,2 мкс ± 30 %;

3) длительность полуспада заднего фронта — 50 мкс ± 20 %;

4) длительность интервала между импульсами — не менее 5 с.

7.4.11.11 Требования к помехозащищенности:

а) МП УРЗА по устойчивости к внешним и внутренним помехам должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.4.1;

б) при испытаниях на помехоустойчивость должно обеспечиваться нормальное функционирование без сбоев;

в) испытания должны проводиться при поданном оперативном напряжении с приложением испытательных воздействий по 3 или 4-му классу;

г) МП УРЗА должны подвергаться испытаниям на устойчивость к затухающим колебаниям частотой 0,1-1,0 МГц (степень жесткости 3) с амплитудой первого импульса испытательного напряжения 2,5 кВ (при продольной схеме подключения испытательного устройства) и 1,0 кВ (при поперечной схеме подключения);

д) испытательное напряжение должно прикладываться между каждой независимой цепью и корпусом, соединенным со всеми другими независимыми цепями;

е) при поперечной схеме подключения испытываются только входные цепи трансформаторов тока и напряжения:

1) испытания на устойчивость к наносекундным импульсным помехам в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.4 (степень жесткости 4): с амплитудой испытательных импульсов 4 кВ для входных цепей питания 220 В, 2 кВ - для всех остальных независимых цепей;

2) испытания на устойчивость к электростатическим помехам в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.2 с испытательным напряжением импульса разрядного тока (степень жесткости 3):

- при воздушном разряде — 8 кВ;
- при контактном разряде — 6 кВ.

Разряды должны производиться на поверхность аппаратуры РЗА и на те точки ее, которые доступны обслуживающему персоналу;

3) испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50648. Испытательное воздействие - магнитное поле напряженностью 30 А/м (степень жесткости 4);

ж) аппаратура должна подвергаться испытаниям в тех конструкциях (экраны, оболочки), в которых будет эксплуатироваться:

1) испытания на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.4.6 и ГОСТ 30804.4.3. Испытательное воздействие - излучаемое электромагнитное поле, степень жесткости 3;

2) испытания на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии (импульсам напряжения/тока длительностью 1 / 50 и 6,4 / 16 мкс соответственно) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.4.5. Амплитуда напряжения испытательного импульса (степень жесткости 4) - 4 кВ для входных цепей тока и напряжения, подключенных к установленным на объектах трансформаторам тока и напряжения;

3) испытания на устойчивость к кондуктивным низкочастотным помехам из-за провалов напряжения питания, кратковременных перерывов и несимметрии питающего напряжения;

и) параметры испытательного воздействия: значение изменения напряжения не менее 0,5 $U_{ном}$ при длительности провала 0,5с, длительность перерывов напряжения не менее 100мс.

к) испытаниям подвергаются входные цепи питания МП УРЗА. При испытаниях устройств, работающих на выпрямленном оперативном токе и получающих энергию от трехфазного источника, необходимо воздействовать провалами и перерывами напряжения на три фазы одновременно, затем на две фазы и на одну фазу.

Испытания на устойчивость к импульсному магнитному полю, возникающему в результате молниевых разрядов или коротких замыканий в первичной сети, проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 30336. Параметры испытательного воздействия (степень жесткости 4) - магнитное поле с напряженностью 300 А/м.

7.4.11.12 Требования к условиям питания оперативным током:

а) электропитание МП УРЗА должно производиться от сети оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей или от сети выпрямленного оперативного тока;

б) МП УРЗА должны иметь защиту от подачи напряжения питания обратной полярности;

в) МП УРЗА не должны давать сбои, выходить из строя или ложно срабатывать при подключении и (или) отключении источника питания;

г) МП УРЗА должны сохранять работоспособность, заданные параметры и программы действия после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением;

д) Характеристика первичной сети питания при использовании аккумуляторной батареи:

1) номинальное напряжение: ± 220 В;
2) допустимые длительные отклонения напряжения: + 10 %, - 20 %;
3) эксплуатационный уровень сопротивления изоляции: 0,1 - 0,5 Мом;
4) минимальный длительный уровень сопротивления изоляции: 20 кОм;
5) распределенная емкость сети оперативного постоянного тока относительно «земли»: 5-50 мкФ;

е) МП УРЗА должны сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания:

1) при перерывах питания длительностью до 0,5 с;
2) при значении пульсации в напряжении питания 12 %;

ж) Характеристика первичной сети питания при использовании выпрямителя, получающего энергию от трехфазной или однофазной сети переменного тока:

1) номинальное напряжение: 380 или 220 В;
2) допустимые длительные отклонения напряжения: +10%, - 15 %;
3) число фаз: 3 или 1;
4) частота: 50 Гц;
5) допустимые длительные отклонения частоты ± 0,5 Гц;

и) МП УРЗА должны сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания:

1) при изменении частоты питающей сети на ± 5 Гц;
2) при несимметрии питающего трехфазного напряжения до 20 %;
3) при снижениях напряжения питания до 0,45 Uном длительностью до 1,5 с;
4) при перерывах питания длительностью до 0,5 с;
5) при значении пульсации в напряжении питания 12 %.

7.4.11.13 Требования к конструктивному исполнению:

Для МП УРЗА должны применяться стандартные широко принятые конструктивы (например, кассеты, модули, блоки конструктива «Евростандарт»).

Степень защиты персонала от соприкосновения с токоведущими частями устройства, находящимися под оболочкой (кроме входных и выходных зажимов для подключения проводников), а также от проникновения и отложения пыли должна быть не менее IP5X для всех МП УРЗА.

Предотвращение попадания воды в МП УРЗА должно обеспечиваться защитной оболочкой устройства и дополнительно защитной оболочкой каркаса, в который необходимо встроить МП УРЗА и обеспечить защиту для обычно встречающихся условий - IPX4.

Степень защиты МП УРЗА от проникновения воды должна быть не менее IPX4 согласно ГОСТ 14254.

7.4.11.14 Требования к электробезопасности:

а) требования к электробезопасности должны соответствовать нормам ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.6 и ГОСТ IEC 61439-1;

б) по способу защиты человека МП УРЗА должны относиться к классу 01 согласно ГОСТ 12.2.007.0 (пункт 2.1);

в) уровень расположения органов регулирования уставок, а также приборов, по которым может производиться отсчет параметров, должен находиться в пределах, согласно ГОСТ 12.2.007.0 (пункты 3.4.10-3.4.14);

г) сопротивление изоляции цепей в пределах одного устройства должно быть не менее 100 Мом;

д) все контактные вводы (выводы) МП УРЗА, имеющие напряжения свыше 36 В, должны быть защищены от случайного прикосновения;

е) устройства должны иметь болт для подключения защитного заземления по ГОСТ 12.1.030 к общему контуру заземления;

ж) непрерывность защитного заземления должна соответствовать требованиям ГОСТ 51321.1. При этом электрическое сопротивление, измеренное между болтом для заземления и любой его металлической частью, подлежащей заземлению, не должно превышать 0,1 Ом.

7.4.11.15 Требование к пожаробезопасности:

а) требования к пожаробезопасности должны соответствовать нормам ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.2.007.0;

б) пожаробезопасность должна быть обеспечена:

– исключением использования легковоспламеняющихся материалов;

– применением средств защиты для отключения в аварийном режиме работы (перегрев, короткое замыкание и др.).

7.4.11.16 Требования к техническому обслуживанию:

а) в настоящее время виды технического обслуживания МП УРЗА, программы и периодичность их проведения, а также объемы технического обслуживания типовых панелей защит и автоматики релейной аппаратуры регламентированы требованиями И 6.3-161;

б) кроме того, требования к техническому обслуживанию МП УРЗА (объемы, периодичность, методы обслуживания) определяются изготовителем и включаются в ТЗ и ТУ на каждое МП УРЗА, а также указываются в инструкции по эксплуатации для потребителя.

7.4.11.17 Требования к ремонту и ремонтопригодности:

а) МП УРЗА должны быть восстанавливаемыми и ремонтопригодными;

б) восстановление работоспособности МП УРЗА должно предусматриваться непосредственно на месте эксплуатации. Способ восстановления работоспособности должен быть оговорен в ТЗ на конкретные устройства;

в) для обеспечения ремонтопригодности МП устройств схемно-конструктивные решения должны предусматривать:

1) модульность конструкции с возможностью замены неисправного сменного элемента (печатной платы, субблока, модуля, трансформатора, блока зажимов и т.п.);

2) систему непрерывной диагностики устройства с сообщением о неисправности и информацией о характере отказа (код неисправности) и о месте отказа (тип неисправного модуля). Неисправность модуля не должна приводить к ложным срабатываниям МП УРЗА. Система диагностики при обнаружении неисправности должна выдавать сигнал тревоги и при наличии резервной защиты, должна её активировать после блокировки основной защиты;

г) ремонт электронных компонентов неисправных МП УРЗА должен, как правило, производиться обезличенным способом в сервисной службе, созданной предприятием-поставщиком устройства;

д) для каждого объекта, на котором эксплуатируются МП УРЗА, поставщиком должно быть определено количество запасных сменных элементов разных типов (в соответствии с установленным количеством устройств), необходимых для замены в эксплуатирующихся МП УРЗА в течение двух лет.

7.4.11.18 Требования к устройствам связи с проверочными устройствами:

а) конструктивное исполнение устройств связи МП УРЗА должно обеспечивать подключение проверочного к МП УРЗА без применения инструмента;

б) должно быть предусмотрено два вида устройства связи МП УРЗА с проверочными устройствами;

в) устройство связи, обеспечивающее подачу в МП УРЗА входных электрических контролируемых сигналов (переменные входные токи, напряжения, блокирующие контакты и т.п.) и вывод из устройства выходных сигналов (включая сигналы о состоянии выходных контактов);

г) технические возможности этого устройства связи должны обеспечивать передачу физических величин входных электрических параметров (ток, напряжение) и выходных сигналов МП УРЗА, достаточных для:

– проверки электрических характеристик функций устройства РЗА (токовых, напряжения, дистанционных, частотных, временных и т.п. в зависимости от назначения устройства);

– проведения испытаний с имитацией аварийных режимов;

д) устройство связи, позволяющее производить обмен информацией в цифровой форме между МП УРЗА и проверочным устройством;

е) технические возможности устройства цифровой связи МП УРЗА с проверочным устройством должны предусматривать обмен информацией, достаточно для:

1) сравнения существующих характеристик (уставок) устройства МП УРЗА с заданными;

2) изменения характеристик и настроечных параметров МП УРЗА;

3) проведения тестовых проверок по заданным программам для проверки функционирования МП УРЗА;

ж) применение в МП УРЗА определенного вида устройства связи с проверочным устройством и технические возможности устройства связи зависят от функционального назначения, сложности МП УРЗА и вида проверки (могут быть использованы оба вида устройства связи) и определяются ТЗ на конкретные МП УРЗА;

и) устройство цифровой связи с МП УРЗА должно обеспечивать конструктивную, информационную и программную совместимость с внешней ПЭВМ;

к) изготовитель МП УРЗА должен обеспечить (поставить):

1) необходимые разъемы подключения проверочного к МП УРЗА;

2) необходимые согласующие устройства, обеспечивающие возможность обмена информацией между МП УРЗА и проверочным устройством и (или) ПЭВМ широкого применения;

3) полные сведения о протоколе обмена с цифровым устройством связи;

4) программное обеспечение для выполнения контроля и проверки функционирования МП УРЗА.

7.4.12 Требования к системам регистрации аварийных событий и процессов

7.4.12.1 Функция РАСП предназначена для накопления и представления на экранах и (или) печати данных о процессе возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций. Функция РАСП должна обеспечить регистрацию, как правило, достоверных технологических данных за период, предшествующий аварии и после ее возникновения, о работе основного и вспомогательного оборудования, действии защит, блокировок, устройств автоматического управления и персонала.

7.4.12.2 Вся информация, участвующая в РАСП, условно подразделяется на три группы:

а) аналоговые и дискретные сигналы, характеризующие состояния объектов управления, цикл регистрации которых соответствует циклу обновления информации на экранах мониторов (группа А);

б) аналоговые и дискретные сигналы, характеризующие состояния объектов управления, требующие регистрации с высокой разрешающей способностью (группа Б);

в) инициативные сигналы срабатывания электрических и технологических защит, сигналы о событиях, связанные с воздействием персонала на объекты управления, на которые также распространяются действия технологических и электрических защит, сигналы о событиях, связанные с выходом аналоговых параметров за уставки сигнализации или срабатывания защит (аварийные сигналы, АС), а также значения аналоговых параметров по электротехническому оборудованию, требующие регистрации со сверх высокой разрешающей способностью (группа В).

7.4.12.3 Следует иметь различные по временным характеристикам регистраторы для:

а) теплоэнергетического оборудования;

б) электротехнического оборудования;

в) электротехнического оборудования, связанный с поступлением аварийных сигналов, для осциллографирования электромагнитных переходных процессов, связанных с короткими замыканиями и работой устройств РЗА.

7.4.12.4 Функция РАСП для теплоэнергетического оборудования должна обеспечивать продолжительность регистрации не менее 20-30 минут (по 10-15 минут на доаварийном и послеаварийном периодах). Периодичность и погрешность регистрации инициативных сигналов в РАСП для теплоэнергетического оборудования должны быть не более 10 мс по

отношению к системному времени ПТК. Периодичность и погрешность регистрации аналоговых сигналов группы А должны быть не более 1,0 с, группы Б - не более 100 мс. Периодичность и погрешность регистрации дискретных сигналов групп А и Б должны быть не более 10 мс.

7.4.12.5 Целесообразно наличие в ПТК нескольких (определяется местными условиями) независимых регистраторов аварийных ситуаций (АС), для агрегатов и узлов ТЭС. Регистраторы могут работать одновременно и независимо и регистрировать произвольные наборы параметров, задаваемые на стадиях разработки и эксплуатации системы.

7.4.12.6 Функция РАСП для электротехнического оборудования должна обеспечивать продолжительность регистрации не менее 35,0 с (5,0 с на доаварийном и 30 с на послеаварийном, периодах). Погрешность регистрации инициативных сигналов по отношению к системному времени ПТК должна быть не более 1,0 мс. Периодичность и погрешность регистрации аналоговых и дискретных сигналов группы В должна быть не более 1,0 мс. Минимальное количество последовательно происходящих аварий (с минимальными промежутками времени между авариями), которые должны быть зарегистрированы, должно быть не менее 10.

7.4.12.7 Функция РАСП для электротехнического оборудования должна обеспечивать возможность конвертации файла регистрации аварийных процессов в файл общего формата обмена данными (Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems).

7.4.12.8 Функция РАСП для электротехнического оборудования, связанная с поступлением сигналов АС, должна обеспечивать продолжительность регистрации на доаварийном и послеаварийном периодах не менее 1,0 с и 5,0 с, соответственно. Погрешность регистрации инициативных сигналов по отношению к системному времени ПТК должна быть не более 0,5 мс. Периодичность и погрешность регистрации дискретных сигналов группы В должны быть не более 0,5 мс.

7.4.12.9 Рекомендуется аварийные сигналы по ЭТО, а также наиболее важные аналоговые и дискретные сигналы, включаемые в РАСП по электротехническому оборудованию, включать также (дублировать) в РАСП для теплоэнергетического оборудования с подключением обоих РАСП к единой системе синхронизации времени.

7.4.12.10 Функция РАСП не должна учитывать реальные состояния защит (введена, включена в информационном режиме – выведена на сигнал). Регистраторы не должны переводится в режим послеаварийной регистрации информации, если сработавшая защита выведена на сигнал.

7.4.12.11 Должна быть предусмотрена возможность ручной имитации начала АС для проверки работоспособности функции при испытании оборудования.

7.4.12.12 Информация об аварии записывается в энергонезависимой памяти, требуемый объем энергонезависимой памяти и/или суммарная длительность записей аварийных событий определяется при составлении ТЗ.

7.4.12.13 По функциональным возможностям и техническим характеристикам РАСП должна удовлетворять требованиям ПУЭ. Регистрация аварийных процессов и событий в общем случае должны выполняться как МП устройствами РЗА, так и средствами АСУ ТП (при отсутствии МП устройств РЗА либо несоответствии их параметров установленным требованиям).

7.4.12.14 Должна быть предусмотрена возможность автоматической передачи результатов регистрации на верхний уровень АСУ ТП для дальнейшего архивирования и

ретроспективного анализа, а также отображения данных на АРМ оперативного персонала и инженера-релейщика.

7.4.12.15 Конструктивно в системе РАСП должна быть предусмотрена возможность изменения перечня регистрируемых сигналов (исключение излишних и добавление новых сигналов) путем добавления дополнительных модулей ввода сигналов и корректировки программного обеспечения.

Процедура корректировки должна быть защищена паролем, но доступна персоналу заказчика без необходимости привлечения специалистов разработчика РАСП.

7.4.12.16 Система РАСП должна быть синхронизирована с системой единого точного времени.

Способ и технические средства синхронизации определяются на стадии проектирования. Предпочтительным является аппаратный способ синхронизации.

7.4.12.17 Питание технических средств системы РАСП должно осуществляться от двух независимых источников с АВР, в качестве основного источника питания должна использоваться СОПТ объекта.

7.5 Требования к системам управления

7.5.1 Требования к автоматизации систем управления технологическими процессами

7.5.1.1 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) должны обеспечивать с минимальным участием человека решение задач управления технологическими процессами производства тепловой и электрической энергии. Все электростанции и котельные любой мощности должны оснащаться автоматизированными системами управления.

7.5.1.2 Требования, изложенные в настоящей технической политике, относятся к АСУ ТП всех процессов ТЭС, ВИЭ, котельных, насосных и ЦТП, определяющих производство и передачу тепловой и электрической энергии, в том числе к автоматизированному управлению технологическими процессами тепломеханической и электротехнической частей. АСУ ТП тепломеханической и электротехнической частей ТЭС, котельных, насосных и ЦТП могут являться составными частями интегрированной АСУ ТП.

Все системы управления и информационная инфраструктура АСУ ТП должны соответствовать требованиям №187-ФЗ.

7.5.1.3 Техническая политика в области автоматизации технологических процессов на действующих электростанциях и котельных Общества ориентирована на поддержку и применение современной микропроцессорной техники (контроллеров) в соответствии с общепринятыми в мировой практике промышленными стандартами. При внедрении современной микропроцессорной техники, предпочтение должно отдаваться устройствам с развитой системой команд, позволяющим реализовать в реальном времени предусмотренные алгоритмы контроля и управления технологическим процессом.

7.5.1.4 Техническая политика определяет требования по применению АСУ ТП технического и организационного характера, относящиеся как к вновь создаваемым, так и к модернизируемым (технически перевооружаемым) автоматизированным системам управления технологическими процессами, используемым на тепловых электростанциях и котельных, для автоматизированного управления технологическим процессом,

осуществляемым при эксплуатации как отдельного энергетического оборудования (котла, турбины и т.д.) так и энергетического блока в целом.

7.5.1.5 Техническая политика учитывает возможность использования для автоматизированного управления полномасштабных АСУ ТП, включающих все функции, необходимые для эффективного управления данным технологическим процессом при эксплуатации оборудования энергоблоков. Реализация конкретной автоматизированной системы управления технологическим процессом зависит от конкретных задач управления и технологической схемы энергообъекта.

7.5.2 Задачи, реализуемые при повышении автоматизации систем управления технологическими процессами

Основными задачами повышения автоматизации систем управления технологическими процессами являются:

а) создание полномасштабной АСУ ТП электростанции или котельной и обеспечение интеграции в АСУП;

б) разработка комплексной программы по автоматизации энергообъектов Общества с привязкой проведения работ по замене устаревшего парка КИП и ЗРА в период текущих и капитальных ремонтов основного и вспомогательного оборудования;

в) организация сервисной поддержки в части восстановления работоспособности систем, оказания технических консультаций и выдачи рекомендаций, в режиме 24/7, организация складов с необходимым количеством комплектов расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных частей;

г) повышение эффективности функционирования объекта в целом в нормальных и аварийных режимах;

д) снижение аварийных ущербов и потерь на действующих электростанциях и котельных;

е) снижение эксплуатационных затрат и затрат на ремонт основного и вспомогательного оборудования;

ж) создание единого комплекса технических средств, с интеграцией систем измерений, защиты, автоматики и управления электротехническим оборудованием;

и) создание и внедрение средств диагностики основного оборудования, обеспечивающих раннее диагностирование и выявление предполагаемых мест отказа, а также мест требующих предупредительно технического обслуживания для заблаговременного планирования работ в период выполнения ремонтов;

к) создание удаленного управления и мониторинга электростанции в целом для ВИЭ.

7.5.3 Направления развития в области автоматизации технологических процессов на энергообъектах Общества

7.5.3.1 К основным направлениям развития в области автоматизации технологических процессов на объектах Общества относятся:

а) замена морально устаревшего парка контрольно-измерительных приборов на современные с возможностью передачи сигнала по цифровым интерфейсам;

б) создание полномасштабной системы управления основным и вспомогательным оборудованием;

в) унификация и типизация программных и технических решений для снижения общей

стоимости внедрения и согласования различных протоколов передачи данных;

г) внедрение современных интеллектуальных электро, пневмо и гидроприводов запорно-регулирующей арматуры;

д) внедрение и разработка систем оперативного мониторинга на основе человеко-машинного интерфейса на различных уровнях управления;

е) широкое внедрение микропроцессорных устройств измерений, защиты, автоматики и управления в составе АСУ ТП и SCADA-систем;

ж) внедрение новых подсистем контроля и мониторинга, обеспечивающих решение задач оперативного получения всесторонней объективной информации о выполнении всеми субъектами рынка энергии и мощности договорных обязательств в их нормальных и аварийных режимах работы;

и) внедрение современного электротехнического оборудования, предназначенного для работы в составе полностью автоматизированных технологических комплексов;

к) жесткий контроль выполнения условий технического и программного единообразия, а также совместимости всех систем управления ТЭС и котельных, в том числе при смене поколений вычислительных средств и вновь вводимых объектов генерации тепловой и электрической энергии.

7.5.3.2 На объектах Общества оборудование для оперативного контроля технологическим процессом, которое морально и физически устарело (срок эксплуатации более 20 лет, либо срок эксплуатации превышает паспортные данные) и требует ежедневных осмотров, частых проверок, перезапусков, фиксаций состояния в оперативных журналах и т.п., должно заменяться и выводиться из эксплуатации в первую очередь.

7.5.3.3 Для обеспечения единства применяемых технических решений в части производителей оборудования для АСУ ТП оборудование на энергообъектах, где уже реализованы системы АСУ ТП более 70%, до-оснащается уже существующими техническими решениями на базе выбранного поставщика ПТК. Оборудование на энергообъектах, где реализация составляет 50 % и менее от существующего уровня применяемых технических средств АСУ ТП, оснащается системой АСУ ТП и утвержденными программно-техническими средствами.

7.5.3.4 Перспектива развития систем регулирования энергоблоков, ВИЭ состоит в дальнейшем расширении функциональности средств сбора информации, управления турбиной и котлом, оборудованием ВИЭ в составе полной АСУ ТП и увеличении количества подключенных энергоблоков тепловых электростанций к дистанционному управлению энергоблоками из диспетчерского центра.

7.5.3.5 Для обеспечения возможности дальнейшего расширения автоматизации основного и вспомогательного оборудования ТЭС не рекомендуется использовать решения, ограничивающие количество обрабатываемых системой сигналов (менее 10000), не обеспечивающие возможность интеграции с другими приложениями с помощью открытых протоколов обмена информацией.

7.5.3.6 Вновь создаваемая автоматизированная система на базе микропроцессорной техники должна эффективно (оперативно и без потерь) обрабатывать внутренние и внешние события и обмениваться информацией и командами с другими элементами системы. С другой стороны, внедряемое силовое оборудование, также должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов. В связи с этим, на объектах в

централизованном порядке должны быть исключены возможности применения микропроцессорных устройств с закрытыми протоколами обмена, устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

7.5.3.7 Выбор программно-технического комплекса и SCADA систем для АСУ ТП, в целях сокращения эксплуатационных расходов, необходимо ориентировать на единообразие с существующими на местах информационными системами.

7.5.4 Системы управления автоматизированными процессами

7.5.4.1 Важнейшим приоритетом для Общества должно быть создание единой информационной системы управления предприятием, консолидирующей на верхнем уровне все имеющиеся и вновь вводимые автоматизированные системы управления (АСУ ТП, АСУ и СДТУ, СОТИАССО, АСУП и т.д.).

7.5.4.2 АСУ ТП должна выполняться как единая система, включающая в себя комплекс технических и программных средств для решения задач контроля и управления основным и вспомогательным оборудованием, технологическими процессами, а также инструментальных систем для модификации и обслуживания самой АСУ ТП.

7.5.4.3 Структура АСУ ТП должна представлять собой многоуровневую иерархическую систему, соответствующую технологической структуре объекта управления. Должна быть обеспечена интеграция АСУ ТП и АСУ энергообъекта с использованием стандартных протоколов (степень интеграции должна определяться на этапе технического задания на разрабатываемую АСУ ТП).

7.5.4.4 Технические средства, обеспечивающие реализацию АСУ ТП, включают в себя:

а) программно-технические средства контроля и управления;

б) контрольно-измерительные средства (СИ, датчики и др.) технологических параметров;

в) исполнительные устройства и коммутационную аппаратуру.

7.5.4.5 АСУ ТП станции должна создаваться для автоматизированного управления как совокупностью оборудования (энергоблоками, одним энергоблоком, энергоустановками ВИЭ, энергоустановкой ВИЭ, установками, технологическими узлами, электрическим присоединением) так и отдельным оборудованием вне зависимости от их типов, мощности, параметров и других характеристик.

7.5.4.6 Использование АСУ ТП должно:

а) обеспечить выполнение установленных заданий по объемам и качеству выработки тепловой и электрической энергии;

б) обеспечить надежную и эффективную работу основного и вспомогательного оборудования;

в) обеспечить своевременное обнаружение и ликвидацию отклонений технологических параметров и параметров, определяющих режим;

г) обеспечить своевременное обнаружение, предупреждение и ликвидацию аварийных ситуаций;

д) обеспечить эффективную работу объектов управления, повышение уровня безопасности и безаварийности технологических процессов;

е) обеспечить требуемую точность, достоверность и своевременность предоставляемой персоналу оперативной информации;

ж) обеспечить требуемую точность, достоверность и своевременность передачи данных

в автоматизированную систему системного оператора (АО «СО ЕЭС»);

и) обеспечить адаптивность к возможным изменениям технологических процессов и алгоритмов управления, сокращение затрат времени на ориентацию персонала в режимной и оперативной обстановке, своевременное выявление неполадок и отклонений;

к) обеспечить предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления;

л) обеспечить автоматизацию ведения отчетной оперативной и технической документации;

м) обеспечить повышение надежности и достоверности вычислений технико-экономических показателей и комплексных параметров;

н) обеспечить снижение затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования;

п) обеспечить интеграцию с программно-техническими комплексами электротехнического оборудования сторонних производителей, решающих специализированные функции защит, противоаварийной автоматики, автоматической синхронизации, автоматического регулирования напряжения и др.;

р) обеспечить информационную интеграцию с АСУП станции или котельной;

с) обеспечить архивирование информации о ходе и управлении технологическими процессами;

т) обеспечить снижение потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращение эксплуатационных расходов;

у) повысить экологическую безопасность производства.

7.5.4.7 С учетом специфики технологических процессов производства электрической энергии управление технологическими процессами ТЭС, котельных и соответствующим энергооборудованием должно осуществляться с помощью:

а) АСУ ТП тепломеханической части;

б) АСУ ТП электротехнической части.

7.5.4.8 АСУ ТП тепломеханической части в общем случае должна состоять из:

а) АСУ ТП общестанционного оборудования, относящегося к тепломеханической части;

б) АСУ ТП тепломеханической части энергоблока, совокупности оборудования или отдельного оборудования.

7.5.4.9 АСУ ТП электротехнической части в общем случае должна состоять из:

а) АСУ ТП общестанционного оборудования, относящегося к электрической части (закрытые распределительные устройства, комплектные распределительные устройства и т.п.);

б) АСУ ТП электротехнической части энергоблока, совокупности или отдельного оборудования.

7.5.4.10 Системы управления технологическими процессами АСУ ТП тепломеханической части и АСУ ТП электротехнической части должны обеспечивать решение следующих задач:

а) автоматическое регулирование технологических параметров;

б) автоматическую защиту тепломеханического и электротехнического оборудования;

в) автоматическое управление оборудованием по заданным алгоритмам;

г) технологическую и аварийную сигнализацию;

д) дистанционное управление регулирующей, запорной арматурой, коммутационной аппаратурой;

е) автоматическое измерение и контроль технологических параметров;

ж) автоматический контроль и анализ состояния теплоэнергетического и электротехнического оборудования;

и) автоматизированный пуск отдельных технологических операций (логическое управление);

к) технологические защиты и блокировки;

л) архивирование информации о ходе и управлении технологическими процессами;

м) самодиагностику состояний, используемых в системе технических и кабельных компонент;

н) оперативное отображение хода и документирование ведения технологических процессов.

7.5.4.11 АСУ ТП должна строиться как микропроцессорная многоуровневая распределённая, открытая система, состоящая из аппаратно- и программно- совместимых технических средств, объединенных локальными вычислительными сетями, интегрирующая в одно целое контроль и управление тепломеханическим и электротехническим оборудованием энергоблока.

7.5.4.12 АСУ ТП должна строиться по модульному принципу. Отказ оборудования одного технологического объекта не должен ограничивать функции АСУ ТП по контролю и управлению другим технологическим объектом. Должна быть предусмотрена возможность построения системы различной степени сложности на оборудовании одного производителя. Должна быть возможность выбора различной серии (номенклатуры) контроллеров, коммуникационных модулей, модулей УСО, серверов, и другого оборудования с различной вычислительной способностью и по объему обрабатываемых сигналов.

7.5.4.13 При создании или реконструкции систем АСУТП, СДТУ, локальных САУ должна быть применена система кодирования KKS в рамках методического пособия по применению KKS в ПАО «Форвард Энерго»

7.5.4.14 Все средства измерений, входящие в АСУ ТП, должны иметь сертификат средств измерений и быть включенными в Госреестр. Все средства автоматизации, в том числе и применяемые программно-технические комплексы, должны соответствовать требованиям № ФЗ-116 и иметь разрешение Ростехнадзора на применение на опасных производственных объектах за исключением тех, которые не подпадают под требования данного закона.

7.5.4.15 Конструктивные особенности системы управления в зависимости от степени сложности решаемых задач, должны позволять использование мультипроцессорных конфигураций, с установкой не менее 2 процессорных модулей на одно шасси.

7.5.4.16 Для организации разно внутренней и сетевой инфраструктуры система должна поддерживать позволять установку возможность работы с различных различными сетевыми протоколами модулей, таких как ProfiBus, Industrial Ethernet, ProfiNet, ModBus, DeviceNet, ControlNet и. др. и интерфейсами на одном шасси.

7.5.4.17 Для организации передачи данных в смежные системы, либо в системы верхнего уровня, система должна иметь поддержку стандартных общепринятых сетевых протоколов: ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104, OPC UA, OPC DA/HDA, SQL (ODBC/OLE DB/ADO), MODBUS (ASCII/RTU/TCP), либо осуществлять передачу данных путем файлового обмена (XML/TEXT/EXCEL).

7.5.4.18 Алгоритмы дистанционного управления, авторегулирования должны быть реализованы в контроллерах. Система должна быть многозадачной, способной при необходимости обрабатывать цикл задачи программы с быстродействием в 1 мс.

7.5.4.19 Программно-технические средства должны допускать изменение или перезагрузку алгоритмов без останова работы контроллера. Перезагрузка основного и (или) резервного контроллеров также не должна вызывать самопроизвольное формирование команд управления. Для программирования ПТК должна быть предусмотрена отдельная инженерная станция. ПТК должен обеспечивать простую и наглядную возможность изменения алгоритмов работы, а также добавление нового или удаление старого оборудования без привлечения программистов-наладчиков. Все алгоритмы должны быть реализованы в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61131-3 и доступны для корректировки и изменения. Не допускается применение закрытого программного кода алгоритмов, шаговых программ, ФГУ и т.д.

7.5.4.20 Должны использоваться унифицированные средства серийного производства со сроком службы не менее 10 лет. Производитель оборудования должен гарантировать поддержку выбранного оборудования при реализации проектов по автоматизации сроком не менее 10 лет с момента внедрения. АСУ ТП должна позволять производить модернизацию и наращивание по числу обрабатываемых сигналов с запасом не менее 20 % проектного объема по вводу и выводу информации, и выдаче управляющих воздействий.

Втечение срока службы, выполняется комплексаная оценка отдельно для аппаратного и программного обеспечения которая должна учитвать следующие факторы: срок службы, производителя (отечественный/иностранный), ремонтопригодность, замена компонентов на аналоги, возможность изменения/обновления ПО.

7.5.4.21 При построении АСУ ТП в целях унификации, предпочтение должно отдаваться техническим и программным средствам одного производителя. Рекомендуемые производители технических и программных средств для энергообъектов Общества представлены в таблице 35 (указанный перечень производителей не ограничивается данным перечнем):

Таблица 35 - Рекомендуемые производители технических и прогораммных средств для энергообъектов Общества

№ п/п	Название технологической системы	Производители применяемых ПТК (существующие)	Существующие системы ПТК	Утверждаемое решение ПТК
1	АСУТП основного технологического оборудования станции, включая САУ ВПУ и ДКС (БППГ)	1 «АМАКС»; 2 «ABB»; 3 «Пик прогресс»; 4 «Квинт» 5 «Emerson 6 «Siemens»; 7 «Пик прогресс»; 8 «Круг-2000» 9 «Omron»; 10 «Octagon» «WAGO»; 11 ПТК «Космотроника венец»; 12 «Allen-Bradley» «Текон»	АСУ ТП энергообъектов 1 «Emerson» - «Ovation»; 2 «Siemens» - «PCS-7», «SPPA T-3000»; 3 «Allen-Bradley» - «PlantPAx», «ControlLogix», «CompactLogix», «FlexLogix»; 4 «ABB - Simphony Plus», «System 800xA», «Freelance 800»; 5 «GE - Mark VI», «OC 6000e»; 6 «Alstom» - «Alspa P320»; 7 «Пик Прогресс» - «Космотроника» СОТИАССО 1 ПТК «Нева» ЗАО НПФ «Энергосоюз»; 2 ПТК «ЭКОМ» Прософт «Энергосфера»; 3 «АУРА-КП» ООО «СВЕЙ»; 4 «ABB», «MicroSCADA RTU-560» АИИСКУЭ 1 ПК «АльфаЦентр» ООО «Эльстер Метроника»; 2 ИИСИС «Пирамида» ЗАО ИТФ «Системы и технологии»; 3 ПТК «ЭКОМ» ООО «Прософт-Системы»	1 «Пик прогресс»; 2 «Космотроника»; 3 MasterSCADA ООО «ИнСАТ»; 4 «АМАКС»; 5 ПТК «Инконт»; 6 ООО «Прософт системы» ПТК Redkit SCADA и AlfaRegul, ARIS; 7 ИЦ «Элара» ПТК «СУРА»; 8 ПТК «Текон»; 9 ПТК «Квинт»
11	Локальные САУ	1 «WAGO»; 2 «Octagon»; 3 «Omron»; 4 «TREI»; 5 «Beckhoff»; 6 «Phoenix Contact»; 7 «Siemens»; 8 «ВиКонт»; 9 «Вибробит»		1 «Вибробит»; 2 «Овен»; 3 «Segnetics»; 4 «TREI»
12	СОТИАССО	1 «НЕВА»; 2 «ЭКОН»; 3 «АУРА-КП»; 4 «ABB», «MicroSCADA RTU-560»		1 «НЕВА»; 2 «ЭКОН»; 3 «АУРА-КП»; 4 ООО «Прософт системы» ПТК Redkit ARIS
13	АИИСКУЭ	1 ПК «АльфаЦентр»; 2 «Iskraemeco»; 3 ПТК «ЭКОМ»		1 «ПК АльфаЦентр»; 2 «ИИСИС «Пирамида»; 3 «Энергосфера»

7.5.4.22 Допускается для отдельных подсистем АСУ ТП использование ПТК разных производителей, если они:

а) поставляются комплектно с технологическим и электротехническим оборудованием;

б) реализуют специфические функции контроля, диагностики, управления, учёта энергоресурсов, обмена технологической информацией с автоматизированными системами других субъектов электроэнергетики (системы управления электротехническим оборудованием, РЗА, систем виброконтроля и вибродиагностики, АИИСКУЭ, СОТИАССО и др.).

7.5.4.23 При этом ПТК, на которых реализованы отдельные подсистемы, должны:

а) обеспечивать требуемое резервирование «горячее» (процессоров, модулей УСО, блоков питания и т.д.), СИ;

б) обеспечивать совместимость межсистемных связей и протоколов обмена данными и интеграцию с другими системами (подсистемами) АСУ ТП для решения задач управления и контроля энергообъектом в целом;

в) соответствовать требованиям Технической политики.

7.5.4.24 ПТК АСУ ТП должен выполнять требования электромагнитной совместимости и не допускать выдачу ложных управляющих сигналов при наличии электромагнитных помех, вызванных аварийными процессами на энергообъекте, работой коммутационной аппаратуры, а также при работе аппаратуры защиты и автоматики.

7.5.4.25 Технические средства ПТК АСУ ТП должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.6.5, ГОСТ Р МЭК 61326-1, ГОСТ 30804.3.2, ГОСТ 30804.3.3. Уровни испытательных воздействий и критерии оценки качества функционирования:

а) должны быть устойчивыми к электростатическим разрядам: контактный ± 6 кВ; воздушный ± 8 кВ, по ГОСТ 30804.4.2 степень жесткости 3, устойчивость по критерию А;

б) должны быть устойчивыми к наносекундным импульсным помехам: 4 кВ для входных цепей питания 220 В, 2 кВ для всех остальных независимых цепей - по ГОСТ 30804.4.4 степень жесткости 4, устойчивость по критерию А;

в) должны быть устойчивыми к микросекундным импульсным помехам большой энергии: ± 4 кВ, импульс (фронт/длительность) 1,2/50 мкс, по ГОСТ Р 51317.4.5 степень жесткости 3 по схеме «провод-провод» и степень жесткости 4 по схеме «провод-земля», устойчивость по критерию А;

г) должны быть устойчивыми к радиочастотным электромагнитным полям в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.3. Степень жесткости 3, устойчивость по критерию А;

д) должны быть устойчивыми к кондуктивным помехам на частоте 50 Гц, при воздействии длительных помех с напряжением 30 В и кратковременных с напряжением 100 В (время воздействия 1 с) на порты ввода дискретных и аналоговых сигналов по ГОСТ Р 51317.4.16 и ГОСТ Р 51317.6.5. Степень жесткости 4, устойчивость по критерию А;

е) должны быть устойчивыми к динамическому изменению сети электропитания по ГОСТ 30804.4.11 0 В в течение 200 мс. Провалы напряжения + 10 %; - 20 %. Пульсации напряжения оперативного питания постоянного тока: 12 % $U_{ном}$ при f = 100 Гц. Класс электромагнитной обстановки 3, устойчивость по критерию А;

ж) должны быть устойчивыми к электромагнитному полю промышленной частоты по ГОСТ Р 50648. Напряжённость непрерывного магнитного поля 100 А/м, кратковременного 1000 А/м, 1 с. Степень жесткости 5;

и) должны соответствовать нормам радиопомех по ГОСТ 30805.22 для оборудования

класса А;

к) должны быть устойчивы к повторяющимся колебательным затухающим помехам при испытательном напряжении 1 кВ на частоте колебания 1 МГц по схеме «провод-провод» на порты электропитания, ввода дискретных и аналоговых сигналов и 2,5 кВ на частоте колебания 1 МГц по схеме «провод-земля» по ГОСТ IEC 61000-4-12. Степень жесткости 3, устойчивость по критерию А;

л) должны быть устойчивы к пульсациям напряжения постоянного тока по ГОСТ Р 51317.6.5 и ГОСТ Р 51317.4.17. Допустимый перерыв питания без перегрузки 0,5 с, степень жесткости 3;

м) должны быть устойчивы к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями по ГОСТ Р 51317.4.6. Порт электропитания: степень жесткости 3, устойчив по критерию А. Порт ввода-вывода: степень жесткости 3, устойчив по критерию В с напряжением 10 В и частотой 0,15-80 МГц.

7.5.4.26 АСУ ТП должна быть построена таким образом, чтобы ошибочные действия оперативного персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей.

7.5.4.27 Требования к безопасности ПТК должны соответствовать требованиям ГОСТ 24.104 (раздел 2), а также правил техники безопасности.

7.5.4.28 Конструкция и размещение стоек (шкафов) ПТК должны удовлетворять требованиям электро- и пожаробезопасности. Оборудование АСУ ТП, требующее осмотра или обслуживания при работе энергоблока, должно устанавливаться в местах, безопасных для пребывания персонала. Стойки (шкафы) должны быть оснащены механическими блокираторами дверей (крышек), исключающими их самопроизвольное или несанкционированное открытие. Все внешние элементы технических средств АСУ ТП, находящиеся под напряжением, должны быть защищены от случайного прикосновения к ним обслуживающего персонала, а сами технические средства должны быть заземлены. На видном месте средств должны быть предусмотрены четко различимые устройства для подключения защитного заземления, с условным обозначением места заземления.

7.5.4.29 Условия работы оперативного и обслуживающего персонала при эксплуатации ПТК должны соответствовать требованиям санитарных норм и требованиям безопасности персонала. Входящие в состав ПТК операторские станции, персональные компьютеры, на базе которых создаются АРМ, должны иметь гигиенический сертификат, а также сертификаты, гарантирующие соблюдение стандартов по электрической, механической и пожарной безопасности, уровню создаваемых радиопомех согласно требованиям ГОСТ 30805.22, уровню электростатических полей согласно требованиям ГОСТ 12.1.045, работоспособности в условиях электромагнитных помех согласно ГОСТ Р 50628 и уровню создаваемого шума - согласно ГОСТ 12.1.003 и вибрации – согласно ГОСТ 12.1.012.

7.5.4.30 При разработке сегмента АРМов должна быть предусмотрена специализированная мебель для размещения оборудования данной системы (шкафы, столы, стулья и т.д.).

7.5.4.31 Создаваемая АСУ ТП должна удовлетворять требованиям безопасности труда согласно ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.14, ГОСТ 12.2.061, пожарной безопасности ГОСТ 12.1.004, а также ГОСТ Р МЭК 60950 и ГОСТ Р МЭК 61508-1, ГОСТ Р МЭК 61508-2, ГОСТ Р МЭК 61508-3, ГОСТ Р МЭК 61508-4, ГОСТ Р МЭК 61508-5, ГОСТ Р МЭК 61508-6, ГОСТ Р МЭК 61508-7.

7.5.5 Требования к функциям автоматизированных систем управления технологическими процессами

7.5.5.1 Функции АСУ ТП подразделяются на информационные (контролирующие), управляющие и вспомогательные (сервисные).

7.5.5.2 К информационным функциям относят следующие функции:

а) преобразование и передача параметров технологического процесса, обеспечивающая измерение параметра, преобразование в унифицированный или дискретный сигнал и передачу этого сигнала в систему сбора и первичной обработки информации;

б) сбор и первичная обработка информации для получения с помощью средств измерения корректной достоверной информации, необходимой при выполнении функций управления, информации о технологических управляющих параметрах, информации о других информационных функциях и своевременного представления этой информации оперативному персоналу для контроля технологического процесса;

в) представление информации, обеспечивающее отображение информации о технологическом процессе на средствах отображения;

г) технологическая сигнализация, обеспечивающая своевременное (в автоматическом режиме) предоставление оперативному персоналу информации об отклонениях в технологическом процессе;

д) регистрация событий для констатации происходящих на объекте и в АСУ ТП событий, накопления полученной информации в архиве и последующего представления этой информации на устройствах отображения;

е) информационно-вычислительные и аналитические функции для решения информационно-аналитических и расчетных задач, возникающих при эксплуатации оборудования;

ж) архивирование информации, используемое для накопления и последующего представления данных об истории протекания технологических процессов, работе средств АСУ ТП, действиях оператора;

и) протоколирование информации (составление отчетов), обеспечивающее автоматическое составление технических протоколов и отчетов.

7.5.5.3 К управляющим функциям относят:

а) автоматическое регулирование, обеспечивающее непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса и нагрузки энергоустановки;

б) логическое управление, обеспечивающее автоматическое и/или автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами, не решаемое средствами непрерывного управления и регулирования;

в) дистанционное управление, обеспечивающее передачу команд управления, формируемых оперативным персоналом, для влияния на технологический процесс посредством воздействия на привод исполнительного механизма (рабочего органа), коммутационное оборудование, регуляторы, логические программы и т.д.;

г) технологические защиты, обеспечивающие своевременное выявление факта возникновения аварийной ситуации и формирование управляющих воздействий, обеспечивающих защиту персонала и предотвращение повреждения оборудования.

7.5.5.4 К вспомогательным (сервисным) функциям относят:

а) непрерывный автоматический контроль программных и технических средств и контроль выполнения информационной и управляющей функций АСУ ТП;

б) самодиагностика программных и технических средств АСУ ТП, включая предупредительную выдачу рекомендаций, анализ отказов, неисправностей и ошибок оборудования АСУ ТП;

в) обеспечения функционирования баз данных, включая нормативно-техническую;

г) метрологический контроль и аттестацию измерительных каналов ИИСИС;

д) предоставление рекомендаций, пояснений, справочной информации при настройке, наладке и эксплуатации программных и технических средств АСУ ТП;

е) другие необходимые функции.

7.5.6 Требования к сбору и первичной обработке информации для автоматической системы управления технологическими процессами

7.5.6.1 В качестве источников измерительной информации могут использоваться:

а) средства измерений и датчики с унифицированным выходным сигналом постоянного тока;

б) датчики с выходным дискретного дискретным сигнала сигналом (потенциального или типа «сухой контакт»);

в) датчики дискретного сигнала (потенциального или типа «сухой контакт»);

г) устройства с выходным дискретным сигналом (концевые выключатели, блок-контакты пускателей, контакты реле и т.д.);

д) термометры сопротивления стандартных градуировок;

е) термоэлектрические преобразователи стандартных градуировок;

ж) трансформаторы тока и напряжения;

з) аналоговые измерительные каналы УСО ИИСИС – унифицированные сигналы постоянного тока или напряжения, частоты;

и) цифровые ИИСИС;

к) устройства с выходным цифровым сигналом.

Сбор дискретных сигналов должен производиться периодически по запросу контроллера (пассивные дискретные сигналы) с циклом опроса 0,5 с и более, с точностью по времени не менее периода запуска программы обработки, или по инициативе устройств, участвующих в выполнении функций защит, защитных блокировок и других устройств, связанных с аварийным состоянием (инициативные дискретные сигналы) с малым циклом опроса и обработки (0,5 – 10 мс), либо специализированными модулями. Должна обеспечиваться высокая точность привязки времени поступления инициативных сигналов к системному времени.

Должна быть обеспечена возможность изменения цикла опроса пассивных сигналов в процессе эксплуатации без привлечения разработчика системы.

Для инициативных сигналов должна обеспечиваться высокая точность привязки времени их поступления к системному времени ПТК и незамедлительная соответствующая обработка каждого из поступивших сигналов.

7.5.6.2 Первичная обработка измерительной информации в АСУ ТП должна включать в себя:

а) проверку корректности достоверности информации и усреднение измеренных значений;

б) масштабирование, линеаризацию и вычисление косвенно измеряемых параметров;

в) формирование массивов достоверной и не достоверной измерительной информации;

г) сравнение достоверных измеренных значений параметров с установленными значениями срабатывания технологических защит;

д) формирование сигналов технологической сигнализации (предупредительной и аварийной);

е) для сигналов термопреобразователей, в случае необходимости, должна вводиться поправка на температуру холодных спаев и производиться линеаризация характеристик в соответствии со стандартными градуировками.

Значения пассивных дискретных сигналов («0» или «1») в каждом цикле сбора должны записываться во входном информационном массиве, проверяться на достоверность и обрабатываться. Первичная обработка дискретных сигналов должна предусматривать анализ сочетаний отдельных сигналов, характеризующих текущее состояние объектов контроля, и формирование кодов текущих состояний этих объектов.

При вводе дискретных сигналов (за исключением сигналов для РАСП) должны быть приняты меры по защите от реакции на «дребезг» контактов (защита от кратковременных замыканий во время переключения контактов). Время задержки для устранения дребезга должно быть свободно настраиваемым без привлечения разработчика системы и необходимости перезагрузки контроллеров ПТК.

7.5.6.3 При определении схемных решений по обеспечению надежности и достоверности результатов измерений должна учитываться значимость результатов, исходя из которой должны быть выделены три группы измерений:

а) высшей группы надежности, для которых используются три датчика с последующим выделением достоверного значения;

б) повышенной группы надежности, для которых используются два датчика для осуществления постоянного контроля исправности датчиков;

в) прочие, для которых используется один датчик.

7.5.6.4 Для ввода в АСУ ТП измерений высшей, повышенной надежности и достоверности датчики должны:

а) иметь независимые импульсные линии, или линии связи;

б) подключаться к разным контроллерам и/или модулям УСО;

в) получать электропитание от независимых источников;

г) находиться в разных шкафах.

Кабели от датчика до УСО для измерений высшей, повышенной надежности и достоверности, а также питающие кабели должны быть территориально разнесены (проложены по разным трассам).

7.5.6.5 Контроль достоверности аналоговой информации производится по следующим критериям:

а) для унифицированных токовых сигналов от 4 до 20 мА – снижение значения токового сигнала ниже 4 мА и повышение выше 20 мА с точностью измерения ±1 %;

б) достижение предельных значений измеряемых параметров (границы шкалы датчика и измерительного канала);

в) нарушение функциональной зависимости между значениями аналоговых параметров и логической связи между аналоговыми и дискретными параметрами;

г) нарушение функциональной зависимости между значениями аналоговых параметров и их технологической связи с другими аналоговыми параметрами;

д) расхождение сигналов от дублированных или троированных датчиков аналоговых параметров на величину больше заданной;

е) превышение технологически возможной скорости изменения отдельных параметров.

Контроль достоверности должен проводиться с циклом опроса аналоговых сигналов, не превышающим 0,1 с. Процедуры выявления недостоверных значений должны предусматриваться для каждого из однократно или многократно дублированных каналов.

Недостоверность должна фиксироваться индивидуально по каждому каналу, квалифицироваться как событие и регистрироваться. В случае недостоверности по всем каналам (одному, двум или трем) одного параметра должен быть сформирован обобщенный признак недостоверности параметра, также квалифицируемый как событие и регистрируемый.

На основе достоверных значений одного параметра, полученных по двум или трем каналам, в каждом цикле опроса должно формироваться текущее результирующее значение параметра.

7.5.6.6 Контроль достоверности дискретных сигналов должен выявлять недопустимые сочетания сигналов (от двух концевых выключателей одной и той же электрифицированной арматуры и т.д.). При необходимости может обеспечиваться возможность контроля достоверности отдельных дискретных сигналов по специальным алгоритмам, разрабатываемым при создании АСУ ТП.

Контроль обрыва и (или) короткого замыкания линии связи сигнала должен производиться аппаратно-программными средствами.

Признак недостоверности сигнала должен рассматриваться как событие, регистрироваться и дублироваться в электронном журнале сообщений.

7.5.7 Требования к отображению информации автоматической системой управления технологическими процессами

7.5.7.1 Информация о протекании технологического процесса может представляться с помощью средств отображения информации, в том числе:

а) операторских станций;

б) экранов коллективного пользования, выполненных на базе жидкокристаллических панелей;

в) локальных панелей отображения информации;

г) индивидуальных показывающих приборов и датчиков со встроенными цифровыми индикаторами.

7.5.7.2 На видеокадрах, отображаемых по вызову на экранах операторских станций и/или на экранах коллективного пользования, информация должна отображаться в виде:

а) мнемосхем технологического узла или оборудования;

б) виртуальных панелей управления (виртуальных БРУ);

в) графиков изменения технологических параметров или гистограмм;

г) таблиц (текущая, архивная или расчетная информация);

д) текстовых сообщений.

7.5.7.3 Должна быть предусмотрена возможность вызова на экран операторской станции и/или на экран коллективного пользования одновременно не менее четырех видеокадров с виртуальными панелями управления различными объектами, а также видеокадра с дополнительной информацией.

7.5.7.4 Для каждого видеокадра обязательным является наличие:

а) наименования и идентификатора;

б) признака обновления аналоговой, дискретной и другой динамической информации;

в) кнопки вызова справочной информации по цветовому и текстовому кодированию, а также условным обозначениям и сокращениям, применяемым на видеокадре.

7.5.7.5 На экранах операторских станции и/или на экранах коллективного пользования обязательно должно отображаться текущее системное время.

7.5.7.6 На видеокадрах, представляющих мнемосхемы, должны отображаться:

а) текущие значения технологических параметров;

б) информация о состоянии исполнительных органов;

в) информация о состоянии объектов управления;

г) информация о состоянии автоматических устройств (регуляторов, логических автоматов, блокировок, задвижек и др.);

д) параметры автоматических систем, реализуемых и контролируемых ПТК;

е) сигналы индивидуальной и групповой сигнализации;

ж) сообщения о недостоверности отображаемой информации;

и) результаты расчетов;

к) информация о состоянии (выполнении/ не выполнении) управляющих функций, как инициированных оператором, так и автоматических;

л) диагностическая информация о состоянии оборудования цифровых сетей (отсутствие связи, потеря питания коммутаторов и т.д.).

7.5.7.7 Динамическая информация должна представляться в следующих форматах:

а) цифровые значения технологических параметров и степени (проценты) открытия регулирующих органов;

б) расположение точки или ее траектории в плоскости (график, «рабочая точка» параметра в соответствующем семействе кривых и т.п.);

в) изменение линейных или угловых размеров изображения и/или его цвета (или цвета подложки) или интенсивности свечения;

г) текстовые надписи;

д) текстовые сообщения.

7.5.7.8 Аналоговые параметры и расчетные величины могут отображаться в виде:

– графиков (временной зависимости);
– числовых значений (на мнемосхеме или в таблице);
– диаграмм;
– гистограмм.

7.5.7.9 Дискретные параметры, а также виртуальные панели управления должны отображаться в виде мнемосимволов. Изменение дискретных параметров и заданных значений БРУ должно характеризоваться изменением положения, цвета, интенсивности свечения, мигания текстового сообщения или графика.

7.5.7.10 Виртуальные панели управления электро (гидро, пневмо) приводами исполнительных механизмов и коммутационным оборудованием должны отображать, как минимум:

а) состояние механизма, оборудования (открыт/ закрыт, в промежуточном положении, включен/ отключен и т.д.);

б) способ управления (автоматическое, дистанционное);

в) индикацию автоматического или самопроизвольного отключения / включения;

г) индикацию неисправности, включая отсутствие питание в цепях управления.

7.5.7.11 Виртуальные БРУ регуляторами должны отображать, как минимум:

а) состояние регулятора (включен/ отключен и др.);

б) способ управления (автоматическое, дистанционное);

в) значение задания регулятору;

г) состояние регулирующего органа;

д) наличие ограничений и запретов.

7.5.7.12 Временные графики должны иметь полосу прокрутки для смещения изображения по шкале времени и визир для отсчета числового значения параметров.

7.5.7.13 Должна быть предусмотрена возможность масштабирования осей графиков.

7.5.7.14 Должна быть предусмотрена возможность совмещения графиков в одной временной шкале (не менее 10 параметров в одном графике).

7.5.7.15 Должна быть предусмотрена возможность вызова тренда по времени с минимальной глубиной хранения, регламентированной требованиями 6.9.8 настоящего документа.

7.5.7.16 Текстовые сообщения и надписи (подсказки, запросы и т.д.) должны быть выполнены на русском языке. В исключительных случаях по требованию пользователя АСУ ТП (эксплуатирующей организации) текстовые сообщения и надписи могут быть выполнены на другом языке.

7.5.7.17 При дистанционном мониторинге и управлении коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами и пр.) посредством АСУ ТП должна иметься возможность (посредством дополнительного, или всплывающего меню) выбора плакатов безопасности (в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок). Отображение мнемосимволов установленных плакатов должно происходить рядом с графическим обозначением соответствующего коммутационного аппарата.

7.5.7.18 Информация, отображаемая на видеокадрах, должна вызываться с помощью выбора из «меню» и/или представляться по принципу «от общего к частному». Информация, позволяющая оценить ситуацию в целом, должна содержаться на обзорных видеокадрах.

7.5.7.19 Должна быть предусмотрена возможность быстрого поиска нужного видеокадра как за счет перемещения по иерархической структуре видеокадров, так и с помощью прямого перехода от данного видеокадра к любому другому (вне зависимости от его места в иерархической структуре).

7.5.7.20 Должна быть предусмотрена возможность перемещения виртуальных БРУ в любое место на видеокадре по выбору оператора так, чтобы они не мешали наблюдению за технологическим процессом.

7.5.7.21 Должно обеспечиваться автоматическое формирование видеокадров, отображаемых на экранах операторских станции и/или на экранах коллективного пользования, с текстовыми сигнальными сообщениями событий, регистрируемых АСУ ТП, хронологически добавляемыми в список и при необходимости вытесняющими квитированные, по которым отсутствует причина их формирования. Если список заполнен регистрируемыми сообщениями, которые еще не квитированы, новое сообщение должно запоминаться, а на видеокадре должны появляться служебное сообщение и подаваться звуковой сигнал.

7.5.7.22 Видеокадр должен допускать возможность отображения не менее 20 сигнальных сообщений. Должна быть обеспечена возможность просмотра всех сигнальных сообщений за последние сутки.

7.5.7.23 Должна быть обеспечена возможность объединения и сортировки сигнальных сообщений по типу, наименованию, позиции с функцией накопления и отображения количества срабатываний.

7.5.7.24 Сообщение должно содержать:

а) метку времени;

б) идентификатор сообщения;

в) сокращенное наименование сообщения;

г) признак квитирования сообщения;

д) признак наличия (продолжения действия) причины возникновения сообщения.

7.5.7.25 Временные характеристики отображения информации должны быть не хуже следующих показателей:

а) время полной смены кадра не более 1 – 2 с;

б) время цикла обновления оперативной информации на видеокадрах:

- 0,25 с для сигнализации;
- 1 с для дискретной информации;
- 2 с для малоинерционных параметров (расход, уровень и др.);
- 3 с для инерционных параметров (температура, химические показатели качества воды, состава газов и т.д.).

7.5.7.26 В операторских станциях должна быть предусмотрена возможность получения справочной информации, указанной в техническом задании на АСУ ТП. Справочная информация должна отображаться по вызову и выводиться на специально выделенное место на экране операторской станции либо в дополнительное «окно», наложенное на отображаемый фрагмент.

7.5.7.27 По аналоговым параметрам по запросу должна вызываться следующая справочная информация:

– технологический шифр (идентификатор);
– единица измерения параметра;
– параметры срабатывания;
– диапазон;
– адрес;
– наименование.

По дискретным параметрам по запросу должны выводится:

– технологический шифр (идентификатор);
– адрес;
– наименование.

7.5.7.28 Полная справочная информация по аналоговым и дискретным параметрам и объектам контроля и управления должна представляться по запросу на экране операторской станции.

7.5.7.29 По требованию информация должна выводиться на печать.

7.5.8 Требования к технологической сигнализации

7.5.8.1 При создании АСУ ТП должна быть предусмотрена световая и звуковая

сигнализация, позволяющая своевременно в автоматическом режиме получать следующую информацию об отклонениях в технологическом процессе в случаях:

а) выхода контролируемого параметра за определенные заранее установленные пределы;

б) аварийного отключения оборудования и электрических линий;

в) срабатывания технологических защит;

г) действия устройств автоматическое включение резерва и блокировок;

д) нарушения планового выполнения функций контроля и управления;

е) нарушения функционирования алгоритмов управления;

ж) обнаружения неисправностей различных устройств;

и) отключения автоматов электропитания в электрических сборках и других устройствах;

к) информации о нарушениях в состоянии оборудования, сформированных функцией оперативной диагностики состояния оборудования и систем автоматического управления;

л) неисправности и отказах элементов АСУ ТП;

м) неисправности в цепях питания АСУ ТП.

7.5.8.2 Должна быть предусмотрена возможность сигнализации о выходе контролируемых параметров за допустимые пределы и факт возвращения к норме. Контроль отклонения достоверных сигналов за установленные значения срабатывания должен выполняться с циклом их ввода, либо с периодом запуска программы проверки на достоверность. Для каждого сигнала должна предусматриваться возможность задания не менее четырех значений срабатывания (на повышение и понижение предупредительного и аварийного).

7.5.8.3 Признаки отклонения параметра за установленные значения срабатывания должны фиксироваться, квалифицироваться как события и регистрироваться.

7.5.8.4 Для отдельных сигналов должна быть предусмотрена возможность программной задержки появления светового и звукового сигналов.

7.5.8.5 Сигнализация должна реализовываться на дисплеях оперативного контроля с сопровождением звуковым сигналом. Каждое появление какого-либо нового сигнала должно иметь отличительный признак (мигание, цвет, звук).

7.5.8.6 Сигналы разного приоритета должны иметь разные цвета. Принципы появления и исчезновения сигналов, форма их представления и выделения среди существующих должны соответствовать общим принципам представления информации. Должна быть предусмотрена однотипная для всех видов сигналов процедура квитирования и мнемоники отображения событий.

7.5.8.7 При одновременном появлении нескольких сигналов они должны размещаться в соответствии с приоритетом, а при равном приоритете в соответствии со временем появления.

7.5.8.8 На операторских станциях должна быть предусмотрена возможность просмотра списка сигналов о действующих на текущий момент нарушениях.

7.5.8.9 Должна быть предусмотрена возможность индивидуальной или групповой сигнализации.

7.5.8.10 Любой вид индивидуальной сигнализации в требуемых случаях должен вызывать включение соответствующего звукового и светового (или светосимвольного) сигналов.

7.5.8.11 Индивидуальные сигналы должны «квитироваться» одной командой.

7.5.8.12 Появление любого индивидуального сигнала, относящегося к какому-либо технологическому участку, должно автоматически формировать соответствующий ему групповой сигнал.

7.5.8.13 Групповая сигнализация должна подразделяться на аварийную, предупредительную и системную. Последняя должна свидетельствовать о нарушениях в работе аппаратных и программных средств ПТК.

7.5.8.14 Возникновение каждой новой причины включения группового сигнала должно сопровождаться повторным его появлением.

7.5.8.15 Должен быть предусмотрен автоматический ввод и вывод отдельных групп сигнализаций по признаку включения и отключения механизмов и частей технологической установки.

7.5.8.16 Звуковой сигнал сигнализации должен сниматься путем подачи команды «квитирование» либо автоматически по истечении заданного времени. Отработка команды «квитирование» должна включать в себя изменение изображения одного или нескольких квитированных сигналов сигнализации.

7.5.8.17 Квитирование группового сигнала должно выполняться квитированием всех индивидуальных сигналов, вызвавших появление группового сигнала.

7.5.9 Требования к регистрации событий технологического оборудования

7.5.9.1 Должна обеспечиваться регистрация достоверных технологических данных, информации о работе основного и вспомогательного оборудования, действии защит, блокировок, устройств автоматического управления и действий персонала.

7.5.9.2 К регистрируемым событиям относятся:

а) изменения состояний дискретных пассивных и инициативных сигналов;

б) появление и исчезновение предупредительных и аварийных сигналов и их квитирование;

в) выдача команд управления (кроме команд подсистемы автоматического регулирования) с указанием источников команд;

г) включение, отключение электродвигателей механизмов;

д) изменение состояния арматуры;

е) достижение регулирующими клапанами конечных положений;

ж) изменение состояния автономных подсистем автоматического управления;

и) появление признаков существенных изменений значений аналоговых параметров;

к) информация о появлении и исчезновении недостоверной информации;

л) аутентификация пользователей, работающих с системой;

м) информация об отказах и сбоях в работе аппаратных и программных средств АСУ ТП.

7.5.9.3 Всем событиям должны присваиваться метки «дата», «время», при этом погрешность присвоения метки времени по отношению к системному времени ПТК должна составлять не более 10 мс.

7.5.9.4 Ретроспективная информация должна быть защищена от искажения и разрушения.

7.5.9.5 По запросу протокол событий должен представляться на экранах операторских и/или рабочих станциях инженеров АСУ ТП (ПТК) и выводиться на печатающие устройства.

7.5.9.6 Должна обеспечиваться возможность подготовки и получения протоколов всех

событий по заданному агрегату или узлу за указанный интервал времени, а также для определенного события по заданному объекту контроля.

7.5.10 Требования к информационно-вычислительным и аналитическим функцям автоматической системы управления технологическими процессами

7.5.10.1 К информационно-вычислительным (расчетным) и аналитическим функциям АСУ ТП относятся:

а) расчет технико-экономических показателей (оперативных, сменных, суточных, месячных);

б) диагностика и самодиагностика основного и вспомогательного оборудования;

в) другие информационно-аналитические и вычислительные задачи управления технологическим процессом:

1) контроль действий защит и противоаварийной автоматики;

2) анализ экологических показателей оборудования (контроль вредных выбросов в атмосферу и содержание вредных компонентов в сточных водах);

3) другие задачи.

7.5.10.2 Необходимость и объем реализации информационно-аналитических и расчетных функций должны определяться техническим заданием на АСУ ТП.

7.5.11 Требования к архивированию данных автоматической системы управления технологическими процессами

7.5.11.1 В рамках данной задачи на основе баз данных о неисправностях, авариях состояниях, положениях и режимах работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС, действиях оперативного персонала создаются архивы, включающие соответствующую расшифровывающую информацию. Накопленная информация хранится на архивном сервере (станции) АСУ ТП. Для повышения надежности хранения архивной информации на станциях, должны применяться территориально разнесенные дублированные сервера или места хранения накопителей информации.

7.5.11.2 Архивы подразделяются на оперативные (текущие) и долговременные архивы, которые в свою очередь подразделяются на архивы нормальных событий и архивы ненормальных (аварийных) событий. Данные архивы являются источниками информации для обеспечения эксплуатационного персонала информацией, как на устройствах отображения, так и в виде твердых копий (на бумажных носителях информации) посредством устройств печати.

7.5.11.3 Функция архивирования должна обеспечивать формирование архивов двух видов: текущего и долговременного.

7.5.11.4 В текущий архив должна поступать следующая информация:

а) текущие значения аналоговых и дискретных сигналов и кодов состояний объектов контроля и управления;

б) данные о событиях;

в) результаты информационно-вычислительных (расчетных) и аналитических задач в объеме, определенном соответствующими нормативными документами или эксплуатирующей организацией;

г) данные о пусках и остановах основного оборудования в течение месяца (данные пусковой ведомости и ведомости останова), включая мгновенные значения;

д) значения аналоговых и дискретных сигналов во время пусков и остановов;

е) данные о включениях и выключениях оборудования, в том числе мгновенные значения основных сигналов во время включения и выключения;

ж) усредненные на различных интервалах значения основных параметров за сутки;

и) сменные, суточные и другие ведомости;

к) данные об изменении состояния автоматических устройств с указанием источника команды (протокол состояния автоматики);

л) данные о работе защит и противоаварийной автоматики;

м) данные о работе технических и программных средств АСУ ТП и ПТК;

н) данные о появлении и исчезновении признаков недостоверной информации;

п) данные оперативной диагностики оборудования станций и средств АСУ ТП;

р) усредненные значения активной мощности и выработанной электроэнергии;

с) данные о потреблении и отпуске тепловой и электрической энергии;

т) данные контроля вредных выбросов в окружающую среду;

у) другая необходимая информация.

7.5.11.5 В архиве должны накапливаться все типы событий, описанные выше. Объем архива должен быть достаточным для хранения всех событий. Технические возможности архивной станции должны позволять сохранять данные оперативного (текущего) архива не менее 3 месяцев, для долговременного не менее 3 лет. Программное обеспечение архивной станции для долговременного архива должно обеспечивать сжатие архивной информации для оптимизации дискового пространства.

7.5.11.6 Старые события оперативного архива должны вытесняться вновь появившимися, при этом вся информация текущих событий заносится в долговременный архив. Устаревшие данные должны удаляться специальными, в том числе автоматическими процедурами.

7.5.11.7 Вся информация должна иметь метку времени и переноситься в долговременный архив с заданной периодичностью, где она должна храниться в течение времени, определенного техническим заданием и согласованного с заказчиком.

7.5.11.8 Программное обеспечение архивной станции должно обеспечивать наиболее быструю доставку оперативному персоналу информации об опасных и аварийных событиях на оборудовании и в системе, однозначную трактовку этой информации персоналом, сохранение информации о событиях и реакции на эти события персонала в архиве.

7.5.11.9 Информация из архива должна представляться в виде таблиц, графиков, протоколов и других форм на экранах рабочих операторских станций, выводиться на печатающие устройства.

7.5.11.10 Информация из текущего архива должна быть доступна для просмотра в оперативном режиме (при работающем основном оборудовании) и для использования в расчетных задачах.

7.5.11.11 Ретроспективное отображение информации в виде таблиц, графиков (трендов), гистограмм должно обеспечиваться программными средствами, аналогичными тем, которые реализуют функцию оперативного отображения информации.

7.5.11.12 Графики должны строиться с привязкой к текущему времени системы. Должна быть реализована возможность изменения масштаба вывода параметров по оси времени и по амплитуде.

7.5.11.13 Должна быть предусмотрена возможность считывания значений параметров, привязанных к времени в любой точке графика в цифровом виде в физических

единицах (с помощью «линейки»).

7.5.11.14 Должна быть реализована функция свободного назначения пользователем наборов параметров для вывода их на график.

7.5.11.15 Должна быть обеспечена возможность выбора не менее 10 наборов параметров для отображения их на одном графике (свободно конфигурируемый тренд). Выбор переменных должен производиться из предлагаемого пользователю списка, содержащего идентификаторы и наименования всех аналоговых и дискретных, вычисляемых параметров. Для быстрого выбора требуемого параметра в функции выбора должен быть реализован фильтр по идентификатору параметра, работающий или динамически в процессе набора пользователем требуемого идентификатора, или по маскам. В процессе выбора параметров пользователь должен иметь возможность присвоения каждому из них цвета и типа линии отображения. Каждому набору пользователем должно присваиваться уникальное имя, которое в дальнейшем будет служить для идентификации набора в перечне видеограмм этой категории.

7.5.11.16 Должна быть возможность сохранения выбранных технологических параметров (характеристик работы оборудования) в табличном виде в стандартных структурированных файлах (xls, csv, dbf или иные) и в графическом виде.

7.5.11.17 В процессе функционирования ПТК в фоновом режиме должен производиться самоконтроль нормальной работы компонентов: контроллеров, модулей ввода/вывода ПТК, АРМ, оборудования ЛВС. При обнаружении отказа сообщение об этом должно выдаваться на АРМ оператора и сохраняться в системном архиве.

7.5.11.18 Все события сигнализации (появление события, квитирование его оператором, исчезновение события) должны регистрироваться в архиве системы с метками времени их возникновения и меткой времени квитирования.

7.5.11.19 Часть входных дискретных и аналоговых сигналов должна быть введена в ПТК с повышенными требованиями к быстродействию опроса. В основном, это сигналы, участвующие в работе технологических защит и характеризующие текущее состояние оборудования. Значения этих сигналов должны опрашиваться с повышенной частотой, с целью их регистрации в системном архиве при развитии аварийных ситуаций на оборудовании. Точность при записи данных в архив (фиксации) должна быть достаточна для их последующего использования в расчетах; величина квантования по уровню, определяющая условия записи, должна быть достаточна для воспроизводства характера процесса. Объем и состав таких быстродействующих параметров уточняются и согласовываются с заказчиком при рабочем проектировании АСУ ТП.

7.5.11.20 Вновь проектируемые АСУ ТП должны предусматривать возможность установки клиентской части системы резервного копирования ПАО «Форвард Энерго», а также иметь возможность сохранения архивных данных на съемные носители (внешний SSD/USB/DVD-RW/Blue-Ray) для долговременного хранения архивных данных.

7.5.12 Требования к протоколированию информации

7.5.12.1 Протоколирование информации должно производиться в виде печати протоколов, отчетов. Должен быть предусмотрен вывод протоколов по вызову и автоматический вывод по событию, в том числе и периодический вывод протоколов:

а) из библиотеки (сменной и суточной ведомостей, ведомостей пуска и останова, наработки ресурса (при наличии) и т.д.);

б) по форме, составленной оператором.

7.5.12.2 Оператор должен иметь возможность составлять протоколы размером не менее 10 строк для протоколирования, как минимум, следующих списков:

а) недостоверных значений параметров и/или выведенных из работы параметров;

б) параметров, отклонившихся за установленные значения срабатывания.

7.5.12.3 Форматы протоколов и отчетов с периодическим запуском и временные интервалы периодической печати должны разрабатываться на стадии разработке алгоритмов АСУ ТП и согласовываться эксплуатирующей организацией.

7.5.13 Требования к программно-техническому комплексу

7.5.13.1 Программно-технический комплекс (ПТК), как минимум, должен включать в себя:

а) серверы и рабочие станции, оснащенные фирменным (базовым) программным обеспечением;

б) программируемые контроллеры.

7.5.13.2 При построении распределенных систем управления, сложных систем, или расширении существующих систем должны применяться устройства связи с объектом.

Рабочие станции и серверы предназначены для выполнения следующих функций:

а) обработки, хранения и представления информации;

б) выполнения функций и задач расчетного характера;

в) реализации общесистемных функций ПТК (службы единого времени, мониторинга технических и программных средств и т.п.);

г) организации связи пользователей с системой и ПТК и т.п.

7.5.13.3 ПТК должны иметь сертификат соответствия Техническим регламентам РФ и/или Таможенного Союза.

7.5.13.4 Все используемые программно-технические комплексы должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51841.

7.5.13.5 Программно-технические комплексы и их составные элементы должны быть приспособлены к непрерывно-дискретному режиму работы в жестких условиях промышленной эксплуатации на ТЭС (низкая или высокая температура, наличие пыли, влаги, вибрации, электромагнитные поля и др.).

7.5.13.6 Входящие в состав ПТК операторские станции, персональные компьютеры и др. должны иметь гигиенический сертификат, а также сертификаты, гарантирующие соблюдение стандартов по электрической, механической и пожарной безопасности (ГОСТ Р МЭК 60950), уровню создаваемых радиопомех (по ГОСТ 30805.22), уровню электростатических полей (по ГОСТ 12.1.045), работоспособности в условиях электромагнитных помех (по ГОСТ Р 50628) и уровню создаваемого шума (по ГОСТ 12.1.003) и вибрации (по ГОСТ 12.1.012, СанПиН 2.2.2/2.4.1340).

7.5.14 Требования к контроллерам программно-технического комплекса

7.5.14.1 Все электрические цепи входных и выходных сигналов контроллера должны иметь гальваническое разделение между собой, должны быть отделены соответственно от выходных или входных цепей и «земли». Рабочее напряжение гальванической развязки должно быть не менее:

а) 100 В для аналоговых сигналов;

б) 500 В для дискретных сигналов 24 В;

в) 1000 В для дискретных сигналов 220 В.

7.5.14.2 Для дискретных сигналов допускается групповая гальваническая развязка; для дискретных потенциальных сигналов количество сигналов в группе должно быть не более 8.

7.5.14.3 Входы контроллера, рассчитанные на прием аналоговых сигналов, в течение неопределенно длительного времени должны выдерживать без повреждения перегрузку, равную 150 % верхнего значения диапазона изменения входного сигнала любой полярности.

7.5.14.4 Программное обеспечение, используемое при реализации функции АСУ ТП, должно соответствовать:

а) общим требованиям по ГОСТ 24.104;

б) требованиям к пятому (нормальному) уровню безопасности программного обеспечения согласно МЭК ПК 65А/РГ9/45.

7.5.15 Требования к резервированию программно-технического комплекса

7.5.15.1 В составе ПТК должны использоваться контроллеры, реализованные на базе современных микропроцессоров в соответствии с общепринятыми в мировой практике промышленными стандартами, с развитой системой команд, позволяющие реализовать в реальном времени предусмотренные алгоритмы контроля и управления технологическим процессом. Контроллеры должны также эффективно (оперативно и без потерь) обрабатывать внутренние и внешние события и обмениваться информацией и командами с другими элементами системы

7.5.15.2 Для создания высоконадежных подсистем технологических защит и автоматического регулирования должно обеспечиваться резервирование контроллеров «режим горячего резервирования на аппаратном уровне». Переход с основного контроллера на резервный должен происходить мгновенно, безударно, без потери функций управления, регулирования, передачи информации и т.д. Входящие в состав контроллеров модули и программное обеспечение должны позволять выбирать различные виды резервирования (дублирования). Контроллеры, предназначенные для реализации функций технологических защит теплоэнергетического оборудования должны удовлетворять требованиям РД 153-34.1-35.137.

7.5.15.3 Контроллеры должны иметь возможность перехода в автономный режим работы, в котором при необходимости может изменяться состав реализованных в них алгоритмов в соответствии с требованиями режима автономного функционирования. Внутренняя структура контроллеров должна обеспечивать повышенную надежность выполнения функций управления, что должно достигаться применением в составе контроллеров промышленных обрабатывающих процессоров, работающих в режиме «горячего» резервирования. Переключение процессоров с основного на резервный должно производиться автоматически средствами системного (базового) программного обеспечения, либо принудительно при помощи аппаратных ключей, с обеспечением функции индикации активного процессора.

7.5.15.4 Для реализации надежного ввода аналоговых сигналов от резервированных (дублированных или троированных) СИ и/или датчиков параметров, участвующих в формировании инициативных сигналов срабатывания технологических защит, в структуре контроллеров должны применяться резервированные модули ввода, расположенные на разных УСО, и специальные алгоритмы обработки, полученной от них информации.

7.5.15.5 Формирование выходных команд, сформированных задачами технологических защит блока, котла, турбины, ветрогенерирующей установкой должно производиться резервированными модулями вывода, расположенными на разных УСО.

7.5.15.6 Внутренняя система электропитания компонентов каждого контроллера должна обеспечивать надежное резервированное питание всех модулей и блоков, входящих в состав контроллера.

7.5.15.7 В контроллерах различного назначения одного ПТК предпочтительно использование модулей с однотипными методами тестирования с целью максимального облегчения наладки, обслуживания и обучения персонала.

7.5.15.8 В ПТК должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие взаимозаменяемость однотипных блоков.

7.5.15.9 Конструкция контроллеров, схема питания, система начальной инициализации компонентов должны обеспечивать возможность замены любого модуля в стойке без отключения остальных. Включение в работу вновь установленного модуля должно производиться автоматически (по факту включения). Восстановление должно производиться путем замены вышедшего из строя блока резервным из комплекта расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных частей без дополнительной настройки.

7.5.15.10 Конструкция стоек контроллеров должна предусматривать возможность обслуживания и беспрепятственный доступ ко всем элементам, требующим обслуживания. Должен быть обеспечен постоянный контроль функционирования контроллеров, коммуникационных модулей, модулей УСО, сетевых компонентов, серверов. Система диагностики должна обеспечивать определение неисправности с точностью до одного сменного конструктива (модуля). Результаты контроля и диагностики должны регистрироваться в системном архиве и выводиться на отображение и сигнализацию.

7.5.15.11 При потере питания по двум фидерам должна быть исключена выдача ложных команд. После восстановления питания последующее включение в работу должно производиться обслуживающим персоналом. При перерывах питания выдача ложных команд должна исключаться.

7.5.15.12 Работоспособность контроллеров должна обеспечиваться без дополнительной вентиляции шкафов в пределах требований к климатическим условиям эксплуатации.

7.5.15.13 Требования к условиям эксплуатации устройств верхнего уровня ПТК, устанавливаемых в оперативном и неоперативном контурах управления ГЩУ и ЦЩУ и специально подготовленных помещениях с постоянным присутствием оперативного персонала (компьютеры, видеомониторы, принтеры, клавиатуры и др.), должны соответствовать ГОСТ 15150, исполнение УХЛ, категория размещения 4.1 и техническим условиям на используемые технические средства. Технические средства, устанавливаемые в этих помещениях, должны соответствовать ГОСТ Р 52931, группа В4 и надежно функционировать при следующих условиях:

а) рабочая температура окружающей среды — 15°С ÷ 25 °С;

б) предельная температура (на период не более 2 ч) — 10°С ÷ 40 °С;

в) относительная влажность воздуха при температуре 25 °С – 30% ÷ 75 %;

г) предельная относительная влажность воздуха при температуре 25 °С — 80 %;

д) атмосферное давление (группа Р1) — 84,6 ÷106,7 кПа;

е) вибрация в диапазоне частот 0,5 ÷ 50 Гц с амплитудой 0,15 мм (группа N1);

ж) напряженность внешних магнитных полей постоянного и переменного тока с частотой 50 Гц — до 40 А/м;

и) напряженность внешних электрических полей до 10 кВ/м;

к) содержание пыли (размер частиц не более 3 мкм) в помещениях не более 1,0 мг/м^3.

7.5.15.14 Технические средства и СИ среднего и нижнего уровней АСУ ТП, устанавливаемые в специально подготовленных для этого помещениях, должны соответствовать ГОСТ Р 52931, группа В4 и иметь степень защиты IP54 и надежно функционировать при следующих условиях:

а) рабочая температура окружающей среды — 10°С ÷ 40 °С;

б) относительная влажность воздуха при температуре 25 °С – 30% ÷ 75 %;

в) предельная влажность воздуха при температуре 25 °С – 20% ÷ 80 %;

г) атмосферное давление (группа Р1) — 84,6 ÷ 106,7 кПа;

д) вибрация в диапазоне частот 0,5 ÷ 50 Гц с амплитудой 0,15 мм (группа N1);

е) напряженность внешних магнитных полей постоянного и переменного тока с частотой 50 Гц до 400 А/м;

ж) напряженность внешних электрических полей до 10 кВ/м;

и) содержание пыли в помещениях — в соответствии с требованиями для электротехнических помещений.

7.5.15.15 Технические средства и СИ среднего и нижнего уровней АСУ ТП, устанавливаемые вблизи технологического оборудования, должны соответствовать ГОСТ Р 52931, группа Д3, иметь степень защиты IP54 и надежно функционировать при следующих условиях:

а) атмосферное давление 84 ÷ 106,7 кПа;

б) вибрация в диапазоне частот 0,5 ÷ 50 Гц с амплитудой 0,1 мм;

в) напряженность магнитных полей постоянного и переменного тока до 400 А/м;

г) напряженность переменных электрических полей до 10 кВ/м;

д) наличие индустриальных радиопомех;

е) рабочая температура окружающей среды в нормальных условиях 10 °С÷ 50 °С;

ж) относительная влажность не более 90 %.

7.5.15.16 В аварийных режимах кратковременно не более одной смены допускается температура 75 °С и относительная влажность 100 %. Для обеспечения данного условия необходимо иметь степень защиты не хуже IP65.

Конструктивное исполнение технических средств и СИ, устанавливаемых открыто в машинном зале, котельном отделении, должно обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства в их работу посторонних лиц.

7.5.15.17 Контроллеры должны иметь модули, обеспечивающие возможность цифрового обмена с другими устройствами ПТК.

При необходимости контроллеры должны иметь модули, обеспечивающие подключение к цифровым магистралям нижнего уровня — «полевыми шинами» для подключения и обмена информацией и командами с интеллектуальными выносными модулями УСО.

7.5.15.18 Программируемые контроллеры производства зарубежных фирм должны быть:

а) сертифицированы по устойчивости к электромагнитным помехам в соответствии с EN50082;

б) сертифицированы для применения в соответствии с нормами и правилами, действующими в Российской Федерации;

в) изготовлены на предприятиях, имеющих систему менеджмента качества, сертифицированную на соответствие требованиям ISO 9001.

7.5.15.19 Должна обеспечиваться взаимозаменяемость рабочих операторских станций, расположенных на щитах управления, включая возможность доступа ко всей необходимой информации и возможность управления соответствующим оборудованием.

7.5.16 Требования к объему и составу запасных частей, инструментов и принадлежностей программно-технического комплекса

7.5.16.1 Объем и состав комплекта расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных частей должен быть достаточным для надежной и безотказной эксплуатации ПТК в течение гарантийного срока и составлять не менее чем 10% от общего количества элементов системы каждого типа СИ и технических средств, но не менее 1 штуки.

7.5.16.2 Восстановление комплекта расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных частей должно производиться поставщиком по договору сервисного обслуживания.

В рамках сервисного договора поставщик обеспечивает поставку комплектов расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных частей по всем типам оборудования.

7.5.16.3 В комплексе технических средств должны использоваться унифицированные средства серийного производства со сроком службы не менее 10 лет.

7.5.16.4 В период гарантийных обязательств должна быть организована круглосуточная сервисная поддержка в части технических консультаций.

7.5.16.5 В целях сокращения сроков поставки оборудования, поставщиком оборудования должны быть созданы резервные склады на территории присутствия подразделений Общества.

7.5.17 Требования к устройствам связи с объектом

7.5.17.1 Устройства сопряжения с объектами, как правило, должны быть интеллектуальными – иметь собственные встроенные микропроцессоры, обеспечивающие выполнение первичной обработки, контроля достоверности, коррекции значений, присвоения меток времени событиям и других функций, требующих использования вычислительных ресурсов.

7.5.17.2 Каналы УСО для ввода аналоговых токовых и дискретных сигналов постоянного напряжения, а также вывода управляющих команд напряжением 24 и 220 В постоянного тока должны иметь защиту от перенапряжений, возникающих в цепях ввода-вывода при размыкании контактов в цепях мощных электромагнитов.

7.5.17.3 Каналы УСО должны иметь гальваническое разделение электрических цепей отдельных каналов между собой, выдерживающее воздействия электрического напряжения от 0,5 кВ до 1,5 кВ в цепях всех сигналов.

7.5.17.4 Во всех устройствах ввода аналоговых сигналов должна быть обеспечена фильтрация электромагнитных помех общего и нормального вида не менее 60 дБ и устойчивость к помехам импульсного типа амплитудой до 1,5 кВ (передний фронт длительностью 1,2 мкс, задний фронт – плавный спад до 0,75 кВ за 50 мкс).

Устройства связи с объектом для приема токовых аналоговых сигналов должны обеспечивать фильтрацию помехи поперечного вида с уровнем 20 мВ.

7.5.17.5 Устройства связи с объектом для приема сигналов от термопреобразователей сопротивления для реализации функции температурного контроля генератора (измерение температур стали, меди, газа) должны обеспечивать фильтрацию помехи поперечного вида с уровнем 300 мВ, помехи продольного вида – 100 В.

7.5.17.6 Прием сигналов от термопреобразователей сопротивления должен обеспечиваться по трех- или четырехпроводной линии связи.

7.5.17.7 Электрическое сопротивление изоляции входных цепей УСО для ввода сигналов от термоэлектрических преобразователей (термопар) и термопреобразователей сопротивления (термометров сопротивления) должно быть не менее 1 Мом.

7.5.17.8 Должен быть предусмотрен контроль исправности линий связи дискретных сигналов и контроль взаимного паразитного влияния измерительных каналов ИИСИС.

7.5.17.9 Должен быть предусмотрен контроль исправности выходных каналов. При обнаружении повреждения выходной сигнал должен блокироваться с сигнализацией данного события.

7.5.18 Требования к подключению устройств связи с объектом

7.5.18.1 Связи с источниками информации, силовыми коммутационными устройствами, пультами управления и другими объектами должны выполняться кабелями внешних связей либо непосредственно через клеммные соединения контроллеров, либо через кроссовые шкафы и релейные шкафы.

Кроссовые и релейные шкафы должны входить в состав поставки оборудования ПТК.

7.5.18.2 Должны быть предусмотрены дополнительные кроссовые колодки для возможности объединения на них общих проводников при организации питания групп датчиков типа «сухой контакт».

7.5.18.3 Должна быть предусмотрена возможность монтажа защитных диодов выходных ключей модулей УСО, коммутирующих напряжение постоянного тока на индуктивную нагрузку.

7.5.18.4 Связи с источниками дискретной информации, аналоговых унифицированных сигналов, с термопреобразователями сопротивления и термоэлектрическими преобразователями должны выполняться кабелями с общим экраном.

7.5.18.5 Связи с термоэлектрическими преобразователями должны выполняться компенсационным кабелем до УСО, либо до коробки холодных спаев (с установкой термопреобразователя сопротивления для измерения температуры холодных спаев в месте расположения клеммной колодки с подключенным компенсационным кабелем и вводом сигнала от термопреобразователя сопротивления в ПТК и последующего учета температуры холодных спаев при обработке сигналов от термоэлектрических преобразователей).

7.5.18.6 Сетевые средства АСУ ТП должны обеспечивать требуемый уровень гальванического разделения территориально рассредоточенных устройств (от 500 В до 2,5 кВ и более), различный для отдельных сегментов сети, определяемый протяженностью сегментов и внешними факторами.

7.5.19 Программное обеспечение программно-технического комплекса

7.5.19.1 Должно быть предусматрено разделение ПО на базовое (фирменное), поставляемое разработчиком ПТК, и прикладное (пользовательское), которое разрабатывается разработчиком ПТК.

7.5.19.2 Базовое ПО должно включать в себя:

а) системное ПО,

б) программное обеспечение инструментальных средств разработки, отладки и документирования.

7.5.19.3 Системное ПО должно включать в себя:

а) операционную систему (системы);

б) пакеты программной поддержки обмена данными;

в) системы управления локальными и распределенными базами данных.

7.5.19.4 Программное обеспечение инструментальных средств разработки, отладки и документирования должно включать в себя:

а) средства настройки базового ПО, диагностики и самодиагностики работоспособности ПТК;

б) средства создания и отладки прикладного ПО.

7.5.19.5 Программное обеспечение ПТК должно быть защищено от несанкционированного доступа. Должны быть предусмотрены средства:

а) обязательной аутентификации (опознавания) пользователей по паролю для выполнения функций (просмотр информации, управление, изменение настроек, обновление ПО);

б) авторизации (разграничения доступа) к функциям;

в) контроля целостности (неизменности) базового ПО.

7.5.19.6 Программное обеспечение ПТК должно сопровождаться эксплуатационной документацией, включая инструкции по эксплуатации.

7.5.19.7 Операционные системы устройств верхнего уровня ПТК должны удовлетворять следующим требованиям:

а) поддержка многозадачного режима;

б) поддержка обменов информации по локальным сетям передачи данных;

в) возможность работы с мультимедиа;

г) возможность конфигурирования под конкретные условия использования.

7.5.19.8 На нижнем уровне ПТК должны использоваться высокопроизводительные операционные системы, обеспечивающие:

а) поддержку многозадачного или псевдомногозадачного режима;

б) модульность, гибкую конфигурируемость, возможность 100 %-го размещения в энергонезависимой памяти контроллера;

в) многоуровневую, основанную на приоритетах, обработку прерываний и присвоение меток времени зафиксированным событиям;

г) развитые средства коммуникации (поддержка стандартных сетей передачи данных, а также различных промышленных интерфейсов ввода-вывода);

д) возможность интеграции с техническими средствами сторонних разработчиков;

е) использование операционных систем общего назначения в комплекте с приложениями, обеспечивающими реализацию свойств, характерных для мультизадачных систем реального времени.

7.5.19.9 Инструментальное ПО должно включать следующие программные средства:

а) библиотеку программных модулей стандартных алгоритмов сбора и обработки технологической информации, управления, регулирования и технологических защит;

б) средства автоматизированного формирования исполняемых программных модулей на основе технологических заданий, представленных в виде баз данных и технологических алгоритмов, разработанных с использованием технологических языков и библиотеки стандартных алгоритмов;

в) средства организации и обслуживания баз данных;

г) средства проведения самодиагностики и тестирования аппаратуры и программного

обеспечения;

д) средства разработки и включения в состав математического обеспечения ПТК и АСУ ТП программ, написанных на универсальных языках программирования;

е) средства контроля и диагностики функционирования ПТК, а также его коррекции, модернизации и наладки на объекте.

7.5.19.10 Все типовые функции, связанные со сбором, обработкой, передачей, хранением и представлением информации, а также с выдачей управляющих воздействий и информации на исполнительные и другие внешние устройства, должны программироваться на технологических языках или с помощью других программных средств, не требующих знаний в области применения универсальных языков программирования.

7.5.19.11 Должна предусматриваться возможность сохранения исходных пользовательских программ на электронных носителях и при необходимости загрузки пользовательских программ через интерфейсные каналы в память контроллеров и в устройства верхнего уровня ПТК.

7.5.19.12 Должна предусматриваться возможность изменения или коррекции пользовательских программ в процессе эксплуатации ПТК.

Корректировка отдельных программ должна быть локальной и не должна требовать вмешательства в остальные программы.

7.5.19.13 Все специальное и общесистемное программное обеспечение, входящее в состав систем управления оборудованием ТЭС (САУ, ИИСИС, АСУ ТП), должно устанавливаться на аппаратную часть (платформу) любого производителя без привязки к конкретному типу серверного оборудования.

7.5.19.14 Заказчик должен иметь возможность устанавливать ПО на аппаратную платформу в случае необходимости «с нуля» по разработанному исполнителем «Руководству по установке ПО» самостоятельно в рамках рекомендуемых минимальных системных требований к оборудованию.

7.5.20 Требования к информационному обеспечению программно-технического комплекса

7.5.20.1 В основу построения информационного обеспечения АСУ ТП должны быть положены следующие принципы:

а) однократный ввод и многократное использование информации внутри системы;

б) преобразование входной информации в цифровую форму с присвоением метки времени как можно ближе к месту получения информации;

в) преобразование выходной информации из цифровой формы в физическую форму как можно ближе к месту ее использования;

г) защита от недостоверной информации;

д) помехоустойчивое кодирование и защита от несанкционированного получения, искажения и уничтожения информации.

7.5.20.2 Во всех случаях многократного ввода должны предусматриваться меры по сигнализации о недостоверной информации.

7.5.21 Требования к лингвистическому обеспечению программно-технического комплекса

7.5.21.1 Лингвистическое обеспечение представляет собой совокупность средств и правил, используемых при общении пользователей и эксплуатационного персонала с

комплексом средств ПТК при его разработке, монтаже и эксплуатации.

7.5.21.2 Лингвистическое обеспечение должно быть рассчитано на пользователя, не владеющего универсальными языками программирования или языками описания алгоритмов.

7.5.21.3 Лингвистическое обеспечение оператора-технолога должно сводиться к системе видеокадров и текстовых сообщений, снабженных необходимыми «меню», «подсказками» и «помощью», при организации его диалога с системой.

7.5.21.4 Лингвистическое обеспечение разработчиков, наладчиков и обслуживающего персонала ПТК и АСУ ТП должно содержать:

а) инструментальные средства проектирования системы и разработки программного обеспечения;

б) средства формирования и ведения баз данных;

в) способы описания (языки описания) задач управления;

г) способы формирования и включения в систему мнемосхем, отчетов (протоколов), ведомостей, архивов и т.д.;

д) способы формирования и включения в систему прикладных информационных функций и задач (технологической сигнализации, регистрации событий, регистрации аварийных ситуаций, анализа действия технологических защит);

е) способы включения в систему информационно-вычислительных задач;

ж) способы программирования и включения в систему специальных задач управления и обработки информации;

и) унифицированные способы обмена информацией (сопряжения) с системой автоматизированного создания документации для автоматизации процессов проектирования и формирования файлов параметрирования АСУ ТП.

7.5.21.5 Языки технологического программирования должны обладать средствами документирования, позволяющими совмещать собственно программирование функций и задач АСУ ТП с получением эксплуатационной документации.

7.5.21.6 Лингвистическое обеспечение, используемое при наладке и эксплуатации АСУ ТП, должно обеспечивать возможность проведения тестирования, диагностирования, других регламентных работ и настройки системы.

7.5.21.7 Алгоритмические блоки, соответствующие определенному закону преобразования информации или одному шагу программ, должны быть стандартизованы, а связи между блоками – унифицированы.

7.5.21.8 Конфигурационный язык программирования должен обеспечивать реализацию всех задач управления (автоматического регулирования, логического управления, защит), а также задач обработки информации путем представления их в виде структурных схем преобразования информации или блок-схем пошагового логического управления.

7.5.21.9 Конфигурационный язык должен иметь модульную иерархическую структуру, позволяющую описывать различные объекты и манипулировать ими.

7.5.21.10 Для реализации программ логического управления в конфигурационном языке должны быть предусмотрены унифицированные средства:

а) управления программами;

б) реализации шаговых программ;

в) реализации логических и других преобразований.

7.5.21.11 Библиотека стандартных алгоритмических модулей должна включать в себя, как минимум, следующие группы алгоритмов:

а) П-, И-, ПИ- и ПИД – законов регулирования;

б) динамического преобразования;

в) алгебраических и других статических преобразований;

г) импульсного преобразования с временной зависимостью, задаваемой на стадии проектирования;

д) логических преобразований и связанных с ними операций, а также шагов логической программы;

е) стандартных алгоритмов управления приводами, механизмами и другими подобными объектами, а также регуляторами, программами, группами оборудования и т.п., включая приоритетную обработку команд от различных подсистем;

ж) первичной и статистической обработки информации.

7.5.21.12 Система описания типовых информационных задач должна включать подсистемы:

а) генерации видеограмм;

б) генерации отчетов (ведомостей, журналов);

в) генерации архивов.

7.5.21.13 Подсистема генерации видеограмм должна содержать:

а) редактор изображений;

б) средства организации библиотек изображений;

в) библиотеки типовых изображений объектов, включая изображения виртуальных блоков управления исполнительными механизмами и устройствами автоматики;

г) средства описания «меню»;

д) средства описания способа формирования, условий вывода и задания текста технологических сообщений различного класса и т.п.

7.5.21.14 Подсистема генерации отчетов должна содержать средства:

а) формирования форматов отчетов;

б) описания данных, включаемых в отчет;

в) задания операций (вычислений) над данными;

г) описания условий формирования (вывода) отчета.

7.5.21.15 Подсистема генерации архивов, а также ввода и получения информации из архива должна содержать средства:

а) описания архива (название, глубина хранения, условия уничтожения и т.п.);

б) описания информации, вводимой в архив, и условий ее записи;

в) защиты информации от несанкционированного доступа и т.п.

7.5.21.16 Для описания нетиповых задач должен использоваться любой формальный язык описания алгоритмов (блок-схемы, язык «проектирования» и т.п.). Программирование нетиповых задач должно осуществляться на одном из универсальных языков программирования.

7.5.21.17 Вся текстовая информация, включая язык интерфейса, должна быть выполнена на русском языке либо на языке, выбранном пользователем АСУ ТП (эксплуатирующей организацией).

7.5.22 Требования к системе единого времени

7.5.22.1 В состав ПТК должна входить система единого времени, предназначенная для синхронизации таймеров всех вычислительных средств комплекса, технических и программных средств, обеспечивающих прием сигналов от стандартных устройств,

формирующих сигналы точного времени на основе сигналов внешнего источника астрономического времени.

7.5.22.2 Подсистема единого времени должна обеспечивать автоматическую синхронизацию таймеров всех устройств ПТК, включая таймеры интеллектуальных УСО, внешних цифровых устройств (систем (подсистем) управления, измерительных центров и т.п.).

7.5.22.3 Погрешность привязки системного времени ПТК в составе локальных АСУ ТП должна быть не больше (не хуже) погрешности ПТК, на базе которого реализована основная (базовая) АСУ ТП.

7.5.22.4 Ядром системы точного времени является устройство синхронизации системного времени (УССВ), которое предназначено для приёма сигналов точного времени с глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS/GALILEO и передачи их через интерфейсы RS-485, RS-232, USB, Ethernet в ПТК. УССВ как средство измерения должно быть внесено в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и иметь межповерочный интервал не менее 4 лет.

7.5.23 Требования к защите от несанкционированного доступа

7.5.23.1 Автоматизированная система управления должна быть защищена от несанкционированных или ошибочных действий как в части вмешательства в работу оборудования или программных блоков, так и в части доступа к файловой системе, базам данных, прикладному программному обеспечению.

7.5.23.2 Должны быть предусмотрены:

а) возможность администрирования прав пользователей и сервисов;

б) система управления базой данных с обеспечением ограничений доступа к данным;

в) средства контроля доступа к техническим средствам системы;

г) протоколирование действий персонала при работе с программным обеспечением АСУ ТП или ПТК.

7.5.23.3 Конструктивное исполнение и настройка автоматизированных рабочих мест операторов, за исключением рабочего места инженера АСУ ТП, должны исключать доступ к сменным носителям информации и коммуникационным портам компьютеров, используя которые, оператор смог бы загрузить постороннее программное обеспечение.

7.5.23.4 Должна быть исключена возможность управления и изменения параметров настройки программно-технических средств АСУ ТП через внешнюю сеть Internet.

7.5.24 Требования к электропитанию элементов автоматических систем управления технологическими процессами

7.5.24.1 Общие требования к электропитанию элементов АСУ ТП:

а) технические средства АСУ ТП должны рассматриваться как электроприемники особой группы первой категории;

б) основным источником электропитания для электроприемников особой группы первой категории должно являться напряжение переменного тока секции надежного питания от распределительного устройства собственных нужд (РУСН) 380/220 В (400/230 В для новых объектов);

в) должен быть предусмотрен резервный (независимый) источник электропитания особой группы электроприемников в виде источника постоянного тока (станционной (блочной) аккумуляторной батареи или независимого источника бесперебойного питания

(ИБП), встроенного в каждый узел питания ПТК), который сможет обеспечивать данные электроприемники в течение не менее чем 30 минут;

г) аккумуляторные батареи, входящие в состав ИБП, должны быть герметичными (клапанно-регулируемыми), необслуживаемыми в течение всего срока службы, с внутренней рекомбинацией газа (не выделяющими водорода);

д) электроприемники, не имеющие резервного источника питания от аккумуляторной батареи, должны нормально работать при перерывах электропитания на время (автоматического включения резерва) АВР переменного тока. При отсутствии аккумуляторной батареи возможны два варианта организации резервного питания в течение 30 минут:

- от батарей, встроенных в каждый шкаф нижнего уровня ПТК;
- от батарей, встроенных в ИБП централизованного узла питания;

е) при полной потере питания группы потребителей или одного из вводов ПТК на щите управления должна срабатывать сигнализация об отключении электропитания.

7.5.24.2 Требования к организации электропитания ПТК:

а) организация электропитания ПТК в границах его поставки осуществляется разработчиком (поставщиком) ПТК. Надежность электропитания должна соответствовать требованиям СТО 70238424.27.100.010;

б) электропитание ПТК, поставляемых комплектно с технологическим и электротехническим оборудованием, должно осуществляться согласно требованиям поставщика оборудования, не противоречащим положениям СТО 70238424.27.100.010;

в) для питания оборудования верхнего уровня программно-технических средств АСУ ТП или ПТК (рабочих станций, серверов, коммуникационного оборудования и т.д.) должны быть организованы секции стабилизированного питания с применением ИБП, которые должны входить в объем поставки программно-технических средств.

7.5.24.3 Требования к организации электропитания полевого оборудования АСУ ТП:

а) питание датчиков, сигналы от которых вводятся в ПТК, должно осуществляться от входных устройств ПТК на напряжении ПТК;

б) в исключительных случаях возможна организация питания датчиков, сигналы от которых вводятся в ПТК, от внешних источников. При этом качество электропитания должно быть не хуже качества питания шкафов потребителей нижнего уровня ПТК;

в) электропитание исполнительных устройств и механизмов должно осуществляться через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания по возможности без останова основного оборудования, для каждой из групп оборудования. Группы оборудования должны быть организованы по технологическому принципу (котельное, турбинное оборудование и др.);

г) питание исполнительных механизмов, участвующих в технологических защитах должно осуществляться от отдельной сборки, запитанной как электроприемники особой группы первой категории;

д) при организации электропитания вторичных источников питания в шкафах нижнего уровня АСУ ТП непосредственно от секций переменного тока 380/220 В (400/230 В для новых объектов) должны применяться источники питания, обеспечивающие надежную работу в условиях бросков напряжения на секциях (источники питания промышленного исполнения);

е) электропитание резервирующих друг друга элементов АСУ ТП (датчиков, запорных устройств, механизмов) должно производиться от максимально независимых источников.

7.5.24.4 Особенности организации электропитания АСУ ТП электротехнического оборудования:

а) рабочее и резервное питание основных электроприемников АСУ ТП электротехнического оборудования РЗА, ПА устройств управления и приводов высоковольтных выключателей, устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА и т.п.) должно осуществляться от СОПТ согласно СТО 56947077-29.120.40.041;

б) технические характеристики, структура и компоновка СОПТ определены СТО 56947077-29.120.40.041.

7.5.24.5 Требования к характеристикам источников электропитания АСУ ТП:

а) сеть переменного тока: 380/220 В (400/230 В);

– частота: 50 ± 1 Гц;
– номинальное линейное напряжение - 380 В (400 В) $^{+10\%}_{-15\%}$;
– номинальное фазное напряжение - 220 В (230 В) $^{+10\%}_{-15\%}$;
– число фаз: 3;

б) вводы (фидеры) постоянного тока от аккумуляторной батареи: номинальное напряжение 220 В $^{+10\%}_{-15\%}$.

7.5.24.6 Требования к электроприемникам АСУ ТП:

а) электроприемники переменного тока должны нормально работать при эксплуатационных бросках напряжения и помехах в сети переменного тока;

б) электроприемники постоянного тока должны иметь защиту от подачи напряжения постоянного тока обратной полярности;

в) электроприемники должны сохранять работоспособность в случаях:

1) независимых или одновременных изменений напряжения сетей переменного и постоянного тока на ±25 % длительностью до 100 мс при электропитании АСУ ТП от сети переменного и постоянного тока;

2) длительных перерывов электропитания в одной из двух питающих сетей;

3) одновременных перерывов электропитания длительностью не более 1 с в двух питающих сетях переменного тока;

4) одновременных перерывов электропитания длительностью не более 100 мс в двух питающих сетях постоянного тока;

5) подключения и/или отключения одной из двух сетей первичного электропитания через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания.

Техническое обеспечение средств АСУ ТП должно быть рассчитано на величину однофазного тока короткого замыкания до 10 кА и величину трехфазного короткого замыкания до 12 кА (величина токов короткого замыкания должна быть уточнена конкретно для каждого энергообъекта) и колебания напряжения питающей сети от плюс 10 % до минус 15 %;

В шкафах ПТК должны быть установлены переходные клеммные соединения кабелей внешнего питания электроприемников ПТК (АСУ ТП), сечения которых должны согласовываться с генеральным проектировщиком и соответствовать требованиям безопасности.

7.5.24.7 Требования к питанию и управлению электродвигателями ЗРА:

а) для питания и управления электродвигателями различной мощностью запорной и регулирующей арматуры, а также электродвигателями, задвижками, регуляторами, клапанами и другими механизмами, используемыми в собственных нуждах энергообъектов, должны применяться низковольтные комплектные устройства, серийно выпускаемые распредустройства, шкафы типа «КРУЗА П»;

б) низковольтные комплектные устройства должны иметь модульную конструкцию с размещением аппаратуры на выдвижных и стационарных блоках, могут быть выполнены с верхним или нижним подводом кабелей, с вводом питания шинами сверху, справа или слева. Выпускаются шкафы одностороннего и двухстороннего обслуживания. Изделия изготавливаются в климатическом исполнении – «УХЛ» и «Т», категории размещения 3, степенью защиты оболочки – IP41. Возможно изготовление шкафов со степенью защиты оболочки – IP54 по ГОСТ 14254;

в) данные изделия должны пройти весь комплекс испытаний, предусмотренный ГОСТ IEC 61439-1, также должны быть проведены положительные результаты испытаний на электромагнитную совместимость, то есть, шкафы типа КРУЗА П должны быть помехоустойчивыми и не являются источником электромагнитных помех;

г) распредустройства серии типа КРУЗА П должны иметь среднюю наработку на отказ – не менее 250 тыс. часов на каждый блок, ресурс – 30 лет, среднее время восстанавливаемости на объекте эксплуатации – не более 1 часа;

д) конструктивно шкафы типа КРУЗА П разделены на четыре отсека: отсек аппаратуры, отсек присоединений, отсек сборных и распределительных шин, отсек общих шинок. Должен быть организован модульный принцип конструкции, позволяющий реализовать любые электрические схемы, обеспечивающий быстроту и удобство монтажа, обслуживания и высокую степень ремонтопригодности;

е) должна быть возможность вывода функциональных блоков и коммутирующих аппаратов в отсоединенное (отделенное) положение без снятия питания на распределительных шинах, перевод их в тестовое положение, позволяющее оперативно проводить тестирование, ремонт, наладку оборудования. Должна применяться аппаратура с широкими возможностями по измерениям, сигнализации и управления с систем АСУ ТП;

ж) технический уровень и эксплуатационная надежность низковольтных комплектных устройств серии КРУЗА П должна находятся на уровне передовых достижений ведущих электротехнических компаний. В базовом варианте должна применяться комплектующая аппаратура одного производителя. Предпочтительные производители комплектующих шкафов, а также готовых решений для энергообъектов Общества представлены в таблице 36 (указанный перечень производителей, а также тип применяемого оборудования по производителям, не ограничивается данным перечнем).

Таблица 36 - Предпочтительные производители комплектующих шкафов и готовых решений для энергообъектов Общества

№ п/п	Производитель оборудования
1	ОАО «Протвинский опытный завод «Прогресс»
2	ООО Завод «Электроконтактор»
3	ГК «ЧЭАЗ»
4	ООО «Курский Электроаппаратный Завод»
5	ООО Завод «Электроконтактор» или их аналоги

7.5.25 Требования к метрологическому обеспечению измерительных систем

7.5.25.1 Метрологическое обеспечение измерительных систем должно включать в себя совокупность организационных мероприятий, технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, необходимых для обеспечения единства измерений и требуемой точности измерений и вычислений.

7.5.25.2 Метрологическое обеспечение должно охватывать все стадии создания и эксплуатации измерительных систем и проводиться в соответствии с И 7.6-106, ГОСТ Р 8.596 и № 102-ФЗ.

7.5.25.3 Метрологическое обеспечение должно осуществляется путем:

а) проведения метрологической экспертизы технических заданий на проектирование и проектов ИИСИС АСУ ТП;

б) использования СИ, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, допущенных к применению на территории Российской Федерации, а также сертификаты соответствия Техническим регламентам РФ и Таможенного союза;

в) расчета нормированных метрологических характеристик измерительных каналов (пределы допускаемых погрешностей, диапазоны измерений и т.п.) на стадии проектирования;

г) контроля метрологических характеристик измерительных каналов в процессе наладки и эксплуатации;

д) отнесения измерительных каналов к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений согласно № 102-ФЗ на стадии проектирования;

е) периодической поверки (калибровки) измерительных каналов, осуществлением метрологического надзора в процессе эксплуатации АСУ ТП;

ж) использованием при проверке/ калибровке эталонов, погрешность которых должна соответствовать применяемым методикам проверки/ калибровки.

7.5.25.4 Метрологическое обеспечение должно распространяться на измерительные каналы (измерительную систему) и алгоритмы контроля и управления технологическим процессом включать в себя следующие виды деятельности:

а) нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов измерительной системы;

б) метрологическую экспертизу технической документации;

в) разработка методики измерения, поверки (калибровки) измерительных каналов;

г) поверку и калибровку измерительной системы;

д) метрологический надзор за монтажом, наладкой, состоянием и применением измерительной системы.

7.5.25.5 Нормирование метрологических характеристик измерительных систем должно производиться с учетом требований ГОСТ 22.2.04 и ГОСТ Р 22.2.05 для каждого измерительного канала.

7.5.25.6 Нормированные метрологические характеристики измерительных каналов должны обеспечиваться:

а) расчетом характеристик погрешности измерений, выполняемых посредством измерительных каналов в рабочих условиях эксплуатации;

б) контролем при испытаниях и поверке измерительной системы на соответствие нормированным метрологическим характеристикам измерительных каналов.

Нормы погрешности измерения технологических параметров должны удовлетворять

обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти. Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются на основе опыта эксплуатации и экспертных оценок с учетом отраслевых методических и руководящих документов.

7.5.25.7 Комплекс метрологических характеристик измерительных каналов, как минимум, должен содержать:

а) рабочий диапазон измерений измерительных каналов - диапазон измерений, в котором погрешность удовлетворяет установленным требованиям;

б) предел допускаемой относительной погрешности измерительных каналов в рабочем диапазоне в рабочих условиях измерений;

в) номинальную ступень квантования (цену единицы младшего разряда);

г) рабочие условия измерений измерительных каналов;

д) межкалибровочный (межповерочный) интервал.

7.5.25.8 Диапазон (диапазоны или их часть) в аварийном режиме измерений измерительных каналов должны определяться в соответствии с требованиями ГОСТ 22.2.04 и ГОСТ Р 22.2.05 на основе опыта эксплуатации и экспертных оценок.

Погрешность измерительных каналов, в указанных диапазонах, принимается реально достижимая на основании расчета для выбранных компонентов измерительных каналов, обеспечивающих требуемую точность измерительных каналов в рабочем диапазоне измерений.

7.5.25.9 Погрешность метрологических характеристик должна нормироваться при рабочих условиях конкретного измерительного канала и определяться таким сочетанием влияющих величин, при которых характеристики погрешности измерительного канала имеют по абсолютной величине наибольшее значение.

7.5.25.10 Рабочие условия измерений должны указываться для тех компонентов измерительного канала, которые могут влиять на метрологические характеристики измерительного кнала в целом при отклонении рабочих условий от нормы.

7.5.25.11 В проектной документации на АСУ ТП должны быть приведены перечни измерительных каналов с указанием их структуры и метрологических требований к ним и измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал, с разделением на группы:

а) каналы, подлежащие поверке (входящие в СГРОЕИ);

б) каналы, подлежащие калибровке, (не входящие в СГРОЕИ).

7.5.25.12 Основным содержанием метрологической экспертизы технической документации является проверка соответствия заложенных в проекте АСУ ТП метрологических характеристик измерительных каналов и их компонентов, методов и средств их определения, контроля и/или расчета метрологическим требованиям, правилам и нормам.

7.5.25.13 Метрологической экспертизе должна подвергаться, как минимум, следующая документация:

а) техническое задание;

б) проектная и эксплуатационная документация, предназначенная для комплектации, монтажа, наладки и эксплуатации;

в) методика расчета метрологичеких характеристик измерительного канала;

г) программа и методика испытаний измерительных средств;

д) методика измерений, если расчеты (вычисление величин) проводятся в ПТК (на верхнем уровне);

е) проект нормативного документа на методику поверки (калибровки) измерительных каналов.

7.5.25.14 В процессе метрологической экспертизы технической документации должны быть проверены:

а) наличие полного перечня измерительных каналов с указанием их структуры и метрологических требований к ним, перечня измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал;

б) проведена оценка конструкции с точки зрения обеспечения возможности и удобства контроля или определения метрологических характеристик в процессе ее изготовления, испытаний, эксплуатации и ремонта с учетом взаимного влияния измерительного канала системы друг на друга.

7.5.25.15 Испытания информационно измерительных систем, в том числе измерительных систем АСУ ТП, входящих в СГРОЕИ, с целью утверждения типа должны выполнять в соответствии с Порядком проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, порядком утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, внесения изменений в сведения о них, порядком выдачи сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, формы сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, требованиями к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядком их нанесения.

7.5.25.16 Программное обеспечение, связанное с обработкой измерительной информации, должно удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8.654.

7.5.25.17 В составе измерительных каналов систем измерений, на которые будет распространено свидетельство об утверждении типа, допускается применять измерительные и комплексные компоненты только утвержденных типов.

7.5.25.18 Все измерительные, связующие и вычислительные компоненты, используемые в измерительных каналах систем измерений АСУ ТП, должны быть указаны в описании типа средства измерений и в составе СИ внесены в Госреестр СИ.

7.5.25.19 Измерительные каналы системы измерений АСУ ТП, входящие в СГРОЕИ, до ввода в опытную эксплуатацию и после ремонта подлежат первичной поверке по методике поверки, утвержденной в установленном порядке.

7.5.25.20 Измерительные каналы системы измерений АСУ ТП, не предназначенные для применения в СГРОЕИ, до ввода в опытную эксплуатацию и после ремонта подлежат первичной калибровке силами организации, производящей ПНР АСУ ТП по методике калибровки, согласованной с эксплуатирующей организацией.

7.5.25.21 Ввод в эксплуатацию измерительных каналов системы измерений АСУ ТП производится специализированной приемочной комиссией.

7.5.25.22 Ввод в эксплуатацию измерительных каналов системы измерений АСУ ТП, входящих в СГРОЕИ, должен производиться на основании результатов испытаний с целью утверждения типа.

7.5.25.23 Ввод в эксплуатацию измерительных каналов системы измерений АСУ ТП, не входящих в СГРОЕИ, должен производиться на основании результатов первичной калибровки.

7.5.26 Требования к порядку контроля создания и приемки автоматических систем управления технологическими процессами

7.5.26.1 К приемке должен быть предъявлен комплект АСУ ТП, включающий:

а) комплекс технических средств, смонтированных и соединенных в соответствии с рабочими чертежами монтажа технических средств АСУ ТП и подготовленных к эксплуатации с сервисной аппаратурой и инструментами для обслуживания и ремонта ПТК;

б) эксплуатационную и техническую документацию, содержащую все сведения о системе, необходимые для освоения АСУ ТП и обеспечения ее эксплуатации и сопровождения, а также перечень необходимых технических средств для оснащения служб эксплуатации заказчика;

в) программное обеспечение в виде программ, с комментариями, на машинных носителях информации в двух экземплярах, и сопровождающая его программная документация;

г) алгоритмы прикладных программ с описанием функционирования, разработанные и поставляемые поставщиком ПТК;

д) комплект расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных частей, приборы и устройства для проверки работоспособности, наладки технических средств и контроля метрологических характеристик измерительных каналов АСУ ТП в объеме, предусмотренном проектной документацией, согласованной с службой АСУ ТП и метрологической службой заказчика в части аппаратурной поверки, включая техническую документацию и методику определения неисправностей;

е) формуляр на АСУ ТП в целом и формуляры на программные изделия, каждый в одном экземпляре.

7.5.26.2 АСУ ТП должна пройти следующие виды испытаний:

а) заводские испытания с участием представителей заказчика;

б) автономные испытания - для определения работоспособности отдельных подсистем и АСУ ТП в целом;

в) приемо-сдаточные испытания отдельных подсистем и АСУ ТП в целом, решение вопроса о возможности приемки системы управления в опытную эксплуатацию;

г) опытную эксплуатацию - для проверки правильности функционирования АСУ ТП и ПТК в ее составе на действующем оборудовании при выполнении каждой автоматизированной функции;

д) приемо-сдаточные испытания отдельных подсистем и АСУ ТП в целом, решение вопроса о возможности приемки системы управления в промышленную эксплуатацию, Этапы ввода в промышленную (постоянную) эксплуатацию (ввода в действие) автоматизированных систем управления станций должны соответствовать ГОСТ 34.601. Приемосдаточные испытания АСУ ТП должны проводиться в соответствии с ГОСТ 34.603, ГОСТ 24.104.

Автономные испытания отдельных структурных узлов АСУ ТП должны быть выполнены до начала подключения контрольных кабелей связи к шкафам ПТК. До начала пусковых испытаний должны быть проведены испытания и приняты в опытную эксплуатацию системы мониторинга и диагностики состояния генераторов и трансформаторов. Более детально порядок проведения испытаний, длительность опытной эксплуатации прорабатывается с учетом конкретного ПТК на этапе создания технического задания на АСУ ТП и отдельные подсистемы.

7.5.26.3 Поставщиком ПТК должна быть поставлена техническая и эксплуатационная документация, в объеме, достаточном для уверенного освоения ПТК и его эксплуатации. Перечень документации и ее содержание согласовываются на этапе разработки технического задания на АСУ ТП и корректируется после обучения персонала и на этапе пуско-наладочных работ по АСУ ТП.

Вся документация должна быть выпущена на русском языке. Вся документация предоставляется в виде файлов на магнитных (оптических) носителях и в четырех экземплярах твердых копий.

7.5.27 Требования к показателям надежности автоматических систем управления технологическими процессами

7.5.27.1 Требования к показателям надежности АСУ ТП должны устанавливаться в соответствии с ГОСТ 27883, ГОСТ Р МЭК 61508-1.

При создании АСУ ТП должны быть использованы следующие способы повышения надежности:

а) повышение аппаратной надежности технических средств;

б) резервирование технических средств и программного обеспечения;

в) применение отказоустойчивых структур;

г) самодиагностика технических средств и программного обеспечения;

д) защита от выдачи ложных команд и использования недостоверной информации;

е) рациональное распределение функций управления между техническими средствами и персоналом;

ж) использование рационального человеко-машинного интерфейса, позволяющего быстро и однозначно идентифицировать, и устранять нарушения;

и) использование специальных кодов для защиты информации в процессе обмена и при необходимости контроль доставки информации;

к) хранение наиболее важной информации и программ в энергонезависимом запоминающем устройстве;

л) защита данных и программного обеспечения от несанкционированного вмешательства.

7.5.27.2 Для повышения надежности технических средств на стадии разработки и изготовления должны учитываться следующие положения:

а) должны использоваться только высококачественные элементы в промышленном исполнении;

б) технические средства должны быть ориентированы на продолжительные предельные эксплуатационные условия;

в) технические средства должны обладать высокой помехозащищенностью от различных внешних воздействий;

г) в процессе изготовления должна выполняться проверка функционирования элементов, входящих в состав модулей, самих модулей и завершенных изделий;

д) должна проводиться приработка модулей при повышенной температуре и при циклическом изменении температуры.

7.5.28 Требования к оценке и подтверждению соответствия технических средств и материалов

7.5.28.1 На всех этапах создания АСУ ТП должна производиться оценка соответствия

проекта, применяемых технических средств и материалов требованиям, изложенным в технических регламентах и документах по стандартизации и требованиям технического задания в соответствии с требованиями ГОСТ 31816, ГОСТ Р 54008, ГОСТ Р 58984, ГОСТ Р 58972, ГОСТ 31893, ГОСТ Р 53603, ГОСТ Р 53779, ГОСТ ИСО/МЭК 17011, ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-1, ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-2, ГОСТ Р ИСО/МЭК 17021-1, ГОСТ Р ИСО 2859-4.

7.5.28.2 Применяемые в проекте технические средства должны иметь сертификат на соответствие требованиям безопасности Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору и разрешение на право применения в России.

7.5.28.3 Заказчик имеет право требовать от исполнителя подтверждения оценки соответствия показателей, указанных в техническом задании и характеризующих качество технических решений, технических средств и материалов, в частности, показателей надежности, конструктивной и технологической совместимости, унификации, ремонтопригодности, экологии, эргономики, а также подтверждения квалификации строительного, монтажного и наладочного персонала.

7.5.28.4 Автоматизированная система управления может быть принята в постоянную эксплуатацию только при соответствии всех ее показателей требованиям безопасности.

7.5.29 Требования к оборудованию системы обмена технологической информацией энергообъектов потребителя с автоматизированной системой Системного оператора

7.5.29.1 СОТИАССО предназначена для осуществления автоматизированного сбора, первичной обработки и отображения информации о состоянии и режимах работы сети и основного электрооборудования, находящегося в оперативном управлении и видении электростанций Общества и диспетчерских пунктов филиалов АО «СО ЕЭС». Система СОТИАССО включает в себя СТМиС и РАС.

7.5.29.2 В процессе функционирования СОТИАССО должен происходить обмен такими видами информации, как:

а) телеинформация;

б) информация об аварийных событиях с объектов и комплексов противоаварийной автоматики;

в) информации регистраторов измерений и записи доаварийных, аварийных и послеаварийных величин;

г) информация систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;

д) данные суточной диспетчерской ведомости;

е) оперативно-технологическая информация и технологическая информация отчетного характера;

ж) голосовая информация.

7.5.29.3 Информация об аварийных событиях должна содержать следующие данные:

а) запись изменений значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы;

б) запись параметров высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий;

в) изменение состояния выключателей главной электрической схемы;

г) факты срабатывания устройств релейной защиты присоединений, дифференциальной защиты шин и устройств резервирования при отказе выключателей;

д) регистрацию срабатывания отдельных ступеней резервных защит (срабатывание дистанционных и токовых органов до элементов выдержки времени);

е) срабатывание устройств сетевой и противоаварийной автоматики;

ж) регистрацию работы аппаратуры передачи команд телеотключения;

и) показания приборов определения места повреждения на высоковольтной линии;

к) объемы управляющих воздействий при срабатывании устройств противоаварийной автоматики.

7.5.29.4 Перечень передаваемой технологической информации конкретизируется в технических условиях на присоединение к электрическим сетям электросетевой организации и требованиях Системного оператора.

7.5.29.5 Технические средства в составе СОТИАССО должны обеспечиваться гарантированным питанием, соответствующим требованиям, предъявляемым к подсистемам АСУ ТП, как к электроприёмникам особой группы первой категории.

7.5.29.6 Существующие или вновь создаваемые системы СОТИАССО станции подлежат интеграции в АСУ ТП ЭТО станции с целью отображения информации о состоянии существующего оборудования станции на АРМ оперативного персонала и для обеспечения единства передачи технологической информации станции в автоматическую систему системного оператора.

7.5.29.7 В состав работ по созданию СТМиС, выполняемых исполнителем, должны входить работы, предусмотренные документами, регламентирующими взаимодействия АО «СО ЕЭС» и Общества при создании (новом строительстве, модернизации, реконструкции) и приемке в эксплуатацию систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора, в том числе:

а) формирование перечня точек измерения и состава передаваемой информации по энергообъекту и согласование его с АО «СО ЕЭС»;

б) составления формуляра передачи данных;

в) разработка ТЗ на СОТИ АССО, согласование с АО «СО ЕЭС»;

г) выбор технических решений по организации диспетчерской - технологической связи и согласование с АО «СО ЕЭС»;

д) проектирование в соответствии с действующими ГОСТами, другими нормативными документами, согласование проекта (технорабочего проекта или проекта и рабочей документации) с Обществом, АО «СО ЕЭС»;

е) разработка эксплуатационной документации на СОТИ АССО.

7.5.29.8 Требования к каналам связи обмена технологической информацией:

а) тип каналов – цифровые, с резервированием по разным трассам;

б) скорость передачи не менее 128 Кбит/с;

в) время постоянного запаздывания не более 0,1 с;

г) протокол передачи данных – ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

д) коэффициент готовности не ниже 99,9 %, время восстановления – не более 5 мин.

7.5.30 Требования к системе телемеханики и связи

7.5.30.1 Система СТМиС предназначена для обеспечения информационных функций (наблюдения, контроля, сигнализации) путём сбора, обработки и передачи технической информации в автоматизированную систему системного оператора.

7.5.30.2 Система СТМиС должна предназначаться для:

а) приема, первичной обработки данных телеконтроля (ТС, ТИ);

б) вывод на печать по запросу необходимой оперативной или архивной информации;

в) поддержки многопользовательского, многозадачного, непрерывного режима работы в реальном времени;

г) устранения «дребезга» контактов и ввод уставок параметров ТИ;

д) формирование меток времени изменения значения параметров;

е) синхронизация единого времени в системе с системой единого времени АСУ ТП ЭТО;

ж) регистрации и документирования событий, ведение оперативной БД параметров режима, обновляемой в темпе процесса;

и) обеспечения системы достоверными данными;

к) обмена данными между смежными системами по открытым стандартным протоколам прикладного уровня;

л) контроля состояния объектов управления и значений параметров, формирования предупреждающих и аварийных сигналов;

м) дополнительной обработки информации, расчетов, автоматического формирования отчетов;

н) автоматической самодиагностики состояния технических средств, устройств связи;

п) возможности гибкого расширения системы в объеме увеличения ТИ и ТС.

7.5.30.3 Система СТМиС должна обеспечивать:

а) повышения наблюдаемости параметров режима и состояния оборудования станции путём сбора и регистрации в реальном масштабе времени информации об аварийных и установившихся процессах;

б) обмен телеинформацией с автоматизированной системой СО в согласованном объеме, с использованием резервируемых цифровых каналов связи без предварительной обработки информации;

в) измерения нормального и аварийного режимов, записи до аварийных, аварийных и послеаварийных величин;

г) сигнализацию положения коммутационного оборудования, сигналов срабатывания защит, сигналы неисправности;

д) данными суточной диспетчерской ведомости;

е) оперативно-технологической информацией и технологической информацией отчётного характера.

7.5.30.4 СТМиС должна решать следующие задачи:

а) контроль работы основного электрооборудования и полного предоставления информации в целом основных его система и агрегатов оперативному персоналу на АРМ ОП и АРМ, а также ведение диспетчерского графика, как по генерации (рабочей мощности), так и по отпуску в сеть;

б) измерение параметров текущего режима работы электрооборудования и представление данных в виде динамических мнемосхем на экране компьютера;

в) регистрацию событий нормального режима;

г) комплексной обработки информации, архивирование и хранение информации, отображение информации в различных графических и табличных формах;

д) регистрацию в архивах оперативных и аварийных переключений, а также работы релейной защиты и автоматики с целью получения статистических данных о работе каждого устройства в отдельности за указанный период времени.

7.5.30.5 В структуру СТМиС должны входить:

а) комплект микропроцессорных измерительных преобразователей электрических параметров;

б) комплект контроллеров регистрации и управления ПТК АСУ ТП ЭТО с функцией регистрации аварийных событий;

в) дублированный сервер ПТК АСУ ТП ЭТО приема, сбора и обработки данных и передачи данных на сервер телемеханики;

г) дублированный сервер телемеханики для передачи данных по телемеханическим каналам (существующее оборудование);

д) сервер времени для синхронизации микропроцессорных устройств ПТК с единым мировым временем;

е) существующая и вновь создаваемая локальная вычислительная сеть;

ж) АРМ начальника смены станции;

и) АРМ начальника смены электроцеха;

к) АРМ оперативного персонала;

л) АРМ инженерной станции.

7.5.30.6 Структура СТМиС должна иметь иерархическую трехуровневую организацию, в которой внутрисистемные коммутации между компонентами осуществляется в основном на базе технологии Ethernet и с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 61850, ГОСТ МЭК 60870-5-104. Структура СТМиС включает в себя следующие уровни:

а) нижний уровень предназначен для реализации функций сбора информации и связи с подсистемой среднего уровня.

К нижнему уровню относятся СИ (измерительные преобразователи с унифицированным токовым выходным сигналом 4-20 мА, дискретными сигналами и т.п.) и различные микропроцессорные устройства (микропроцессорные измерительные преобразователи и др. устройства), непосредственно связанные с измеряемой средой и с объектами управления;

б) средний уровень осуществляет сбор информации от датчиков, микропроцессорных устройств и измерительных преобразователей, обработка аналоговой и дискретной информации, преобразование информации для передачи по протоколам каналов связи на верхний уровень СТМиС.

Средний уровень представляют промышленные контроллеры;

в) верхний уровень реализует информационно-вычислительные функции, функции визуализации, связи со средним уровнем СТМиС и с верхними уровнями других систем. Верхний уровень состоит из резервируемых серверов базы данных, резервируемых серверов телемеханики, АРМ, коммуникационного оборудования и системы обеспечения единого времени.

Сервер верхнего уровня должен обеспечивать передачу данных в СО ЕЭС по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Архивирование сигналов в сервере баз данных должно осуществляться срезами с настраиваемыми промежутками времени, а также спорадически, по факту появления сигнала.

Для серверов телемеханики должна быть обеспечена возможность настройки аппаратуры сигнала для передачи на верхний уровень других систем.

7.5.30.7 Требования к системам оперативной связи

Оперативная связь должна осуществляться с использованием радио- и телефонной связи.

Система оперативной радиосвязи должна быть реализована на основе базовых,

переносных и стационарных радиостанций.

Система оперативной телефонной связи должны быть реализована на основе цифровых автоматических телефонных станций, базовых станций стандарта «DECT» и переносных телефонных аппаратов «DECT».

В Обществе для оказания оперативной связи применяются технологии в соответствии с таблицей 37.

Таблица 37 - Оборудование для реализации оперативной связи, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	**Продукт**	**Категория**
Цифровая АТС	«Ericsson MD110»	Допустимая
Цифровая АТС	«Протей-imSwitch» НТЦ «Протей»	Стандарт/Импортозамещение
Базовая станция DECT	«Ericsson Base Station BS330 / BS340 / BS370»	Допустимая
Телефонный аппарат	«MITEL 5613 / MITEL DT390»	Допустимая
Базовая радиостанция	«Motorola DR3000»	Допустимая
Стационарная радиостанция	«Motorola DM3400»	Допустимая
Стационарная радиостанция	«Motorola DM3600»	Допустимая
Стационарная радиостанция	«Motorola DM4400»	Допустимая
Переносная радиостанция	«Motorola DP3400»	Допустимая
Переносная радиостанция	«Motorola DP4400»	Допустимая

7.5.31 Требования к сбору и первичной обработке аналоговых сигналов

7.5.31.1 Источниками аналоговой информации являются сигналы, получаемые от измерительных трансформаторов тока (выходной ток 1 и 5 А) и измерительных трансформаторов напряжения (57,7 и 100 В). Для каждого присоединения вводится информация обо всех фазных значениях тока и напряжения, об активной и реактивной мощности и др. информация. При новом строительстве и комплексной реконструкции объектов электроэнергетики, а также при замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов тока, используемых в СОТИАССО, должны устанавливаться цифровые датчики (многофункциональные измерительные преобразователи или контроллеры) с классом точности не хуже 0,5S, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов напряжения с классом точности не хуже 0,5 и измерительных трансформаторов тока с классом точности не хуже 0,5S. При выполнении технических требований к СОТИАССО в соответствии с техническими заданиями, согласованными СО до 01.09.2021, цифровые датчики (многофункциональные измерительные преобразователи или контроллеры) с классом точности не хуже 0,5S допускается подключать к кернам измерительных трансформаторов напряжения с классом точности не хуже 0,5 и измерительных трансформаторов тока с классом точности не хуже 0,5. По каждому присоединению в обязательном порядке должны передаваться результаты телеизмерений:

а) напряжение (фазное и линейное) для каждой фазы и его среднее значение;

б) ток, для каждой фазы и его среднее значение;

в) активная, реактивная и полная мощность, для каждой фазы и средняя и ее суммарное значение;

г) частота.

7.5.31.2 В ходе первичной обработки информации должно выполняться (в общем случае):

а) сравнение с предупредительными и аварийными уставками (проверка на достоверный интервал). Для каждого сигнала должен контролироваться выход за установленные пределы и возврат сигнала в норму. По результатам такой проверки должен формироваться признак выхода за предел (признак возврата в норму). Для каждого сигнала должна предусматриваться возможность задания до 4-х пределов (2-х предупредительных и 2-х аварийных). Выход за пределы (возврат в норму) должен квалифицироваться как событие в случае перехода через предупредительный предел и как тревога в случае перехода через аварийный предел. Указанные события и тревога должны фиксироваться подсистемой регистрации текущих событий с присвоением метки времени и отображаться на экранах операторских станций;

б) присвоение меток времени событиям (превышения/снижения сигналов по сравнению с уставками);

в) масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в именованных единицах с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН и т.д.).

7.5.32 Требования к сбору и первичной обработке дискретных сигналов

7.5.32.1 СТМиС собирает дискретные сигналы от блок-контактов положения выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, технологических датчиков, пусковых и исполнительных органов устройств защит, автоматики, управления основного и вспомогательного оборудования.

7.5.32.2 В процессе первичной обработки дискретных сигналов должно устраняться влияние «дребезга», возникающего как при замыкании, так и при размыкании контактов.

7.5.32.3 Сигналам, предназначенным для регистрации, присваивается метка времени при каждом изменении сигнала с точностью, обеспечивающей однозначное распознавание технологических ситуаций при анализе, в частности, двух последовательных переключений коммутационного аппарата наивысшего быстродействия, точность фиксации времени событий должна быть не хуже 1 мс.

7.5.32.4 Дискретные сигналы о положении КА проверяются на достоверность путем введения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесенных к одному состоянию КА.

7.5.32.5 В части циклов передачи телеизмерений и телесигналов, вероятности появления ошибки, метрологических характеристики, коэффициентов готовности и времени восстановления каналов связи, но не ограничиваясь, СОТИ должна соответствовать требованиям регламента допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение №1 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Проектная документация на СОТИ должна быть оформлена в виде отдельного тома.

7.5.32.6 Применяемые на проектируемом объекте комплексы программно-технических средств СОТИ должны соответствовать требованиям ГОСТ 26.205. Метрологическое обеспечение СОТИ должно выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596. Метрологическая аттестация каналов телеизмерений должна быть выполнена в период

опытной эксплуатации в соответствии с требованиями РД 34.11.408, РД 34.11.202. Все средства измерений в составе СОТИ должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, иметь действующие свидетельства о поверке или клеймо о первичной поверке в заводском паспорте, информация о поверке должна быть подтверждена записями в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Ввод в эксплуатацию СОТИ должен быть выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ 34.603, СТО 70238424.27.100.078, требованиями Системного оператора.

7.5.32.7 Телеизмерения и телесигнализация должны содержать метки всемирного координированного времени, предусмотренные используемыми протоколами передачи данных. При новом строительстве или комплексной модернизации СОТИАССО, при согласовании СО технического задания на СОТИАССО должна быть обеспечена передача меток времени с низовых устройств (измерительных преобразователях, блоках ввода ТС и пр.) в режиме, предусмотренном протоколом передачи телеинформации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

7.5.33 Требования к регистрации аварийных событий

7.5.33.1 Функция регистрации аварийных событий должна реализовываться на микропроцессорных устройствах РАС. Информация регистрируется осциллографированием (запись мгновенных значений аналоговых и дискретных величин) при помощи внешней РАС.

7.5.33.2 Регистраторы должны обеспечивать запись истории изменения величин, регистрацию минимальных и максимальных значений. Запись событий и аварийной сигнализации должна содержать:

а) конфигурируемые уровни приоритетов событий, позволяющие определять аварийные условия;

б) временные метки последовательности событий с точностью до ±10 мс и разрешением 1 мс (временные метки последовательности событий с точностью до 1 мс для СОТИАССО, технические задания на которые согласованы СО после 01.07.2020);

в) временные метки для всех изменений конфигурации, уставок и минимальных либо максимальных значений;

г) регистрацию переходных процессов.

7.5.33.3 Погрешность записи параметров - не более 0,5 %.

7.5.33.4 Используемые регистраторы должны быть аттестованы как средство измерения и подключены в соответствии с техническими требованиями на подключение по видам защит и напряжений.

7.5.33.5 Все регистраторы в пределах энергообъекта должны обеспечивать сохранение полезной информации в интервалах между обращениями к данным по удаленной связи.

7.5.33.6 Информации от регистраторов аварийных событий должна передаваться в соответствии с требованиями к каналам передачи технологической информации.

7.5.33.7 Регистраторы должны быть масштабируемыми по видам интерфейсов для возможности сопряжения с каналами передачи данных.

7.5.33.8 Максимально возможное для записи значение тока, которое должно быть равным не менее 30–40 значениям номинального тока, и максимально возможное напряжение, равное не менее чем трем значениям номинального напряжения (максимально возможное для записи значение тока, которое должно быть равным не менее 40 значениям номинального тока, и максимально возможное напряжение, равное не менее чем трем значениям

номинального напряжения, для СОТИАССО, технические задания на которые согласованы АО «СО ЕЭС» после 01.07.2020).

7.5.33.9 Осциллографированию (регистрации) подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗ и ПА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе РЗА и ПА, состояние выключателей, разъединителей, заземляющих ножей).

7.5.33.10 Основные технические требования:

а) точность привязки событий к единому (астрономическому) времени должна быть не хуже 1 мс;

б) частота регистрации - не менее 2 кГц;

в) время записи доаварийных событий - не менее 0,5 с;

г) время записи послеаварийных событий - не менее 60-90 с;

д) общее время записи событий - не менее 12 с;

е) допустимая кратность тока КЗ - не менее 30;

ж) погрешность взаимной синхронизации регистрируемых параметров должна быть не хуже 1 мс;

и) временная задержка получения на сервере осциллограмм аварийных процессов должна быть такой, чтобы обеспечить возможность доступа оперативного персонала к соответствующей аварийной информации с АРМ ОП в темпе принятия решений в сложных ситуациях. С этой целью время доставки аварийной информации на сервер должно составлять не более не более 1 мин.

7.5.33.11 В системе РАС предусматривается возможность задания, как общей длительности осциллограммы, так и отдельно - длительностей предаварийного, аварийного и послеаварийного режима, а также количества сохраняемых записей об авариях, происходящих подряд. Момент начала аварии фиксируется по заданному набору сигналов, являющихся инициативными.

7.5.34 Требования к оборудованию автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии

7.5.34.1 АИИСКУЭ – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

7.5.34.2 АИИСКУЭ энергообъектов Общества предназначена для осуществления автоматизированного коммерческого учета количества активной и реактивной электрической энергии и мощности по точкам учета, расположенным на границе разграничения балансовой принадлежности электрических сетей, в точках измерений, результат в которых приводится к границе балансовой принадлежности с использованием согласованного сторонами алгоритма, на турбогенераторах, передачи данных коммерческого учета в АО «АТС» и обеспечения финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии.

7.5.34.3 Целью создания автоматизированной системы учета потребления электрической энергии на энергообъектах Общества является:

а) автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии по присоединениям коммерческого и технического учета, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых для обеспечения проведения финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии, в коммерческих расчетах;

б) обеспечение эффективности оперативно-технологического и оперативно-коммерческого управления режимом на энергообъектах Общества;

в) автоматизированное формирование отчетных данных;

г) выполнение технических требований оптового рынка электрической энергии и мощности;

д) обеспечение энергообъектов Общества, смежных субъектов ОРЭМ, АО «АТС», АО «СО ЕЭС» своевременной, полной и достоверной информацией об объемах выработанной, поступившей и отпущенной электроэнергии от систем шин распределительных устройств электростанции.

7.5.34.4 АИИСКУЭ должна соответствовать перечисленным в Положении о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» требованиям по надежности, защищенности, функциональной полноте и степени автоматизации; требованиям, изложенным в техническом задании заказчика и иметь класс соответствия «А».

7.5.34.5 В состав АИИСКУЭ энергообъектов Общества должны входить следующие компоненты:

а) измерительные компоненты – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК);

б) вычислительный компонент – ИВКЭ;

в) связующий компонент – технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и каналы связи;

г) комплексный компонент, выполняющий функции связующего и вычислительного компонентов – информационно-вычислительный комплекс АИИСКУЭ (ИВК);

д) измерительный компонент – устройство синхронизации системного времени (УССВ).

7.5.34.6 Передача информации контролирующим организациям (коммерческий оператор – АО «АТС», системный оператор – филиал АО «СО ЕЭС» диспетчерские центры), смежным субъектам ОРЭМ должна осуществляться в формате XML по сети Интернет от автоматизированного рабочего места посредством электронной почты через почтовый сервер Общества.

XML-макеты должны формироваться в ИВК АИИСКУЭ, где XML-макету присваивается электронная цифровая подпись, и передаваться по ЛВС АИИСКУЭ в почтовый сервер.

7.5.34.7 Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений возможна как в режимах автоматической передачи данных, так и в ручном режиме согласовывается с заказчиком. АИИСКУЭ должна иметь интерфейс для связи и возможность предоставления данных в АСУ ТП электротехнического оборудования энергообъектов Общества.

7.5.34.8 Существующая или вновь создаваемая АИИСКУЭ станции подлежит интеграции в АСУ ТП ЭТО станции с целью отображения информации о состоянии существующего оборудования станции и обеспечения единства передачи технологической информации станции в автоматическую систему системного оператора.

7.5.34.9 Параметры, характеризующие степень соответствия системы ее назначению:

а) надежность применяемых в системе компонент, системных и организационных решений;

б) защищенность применяемых компонент (механическая и программная);

в) функциональная полнота выполняемых;

г) степень автоматизации выполняемых функций.

7.5.34.10 Срок эксплуатации АИИСКУЭ должен составлять не менее 20 лет.

7.5.34.11 Состав показателей надежности для системы в целом или ее подсистем. В качестве показателей надежности ИВК выбираются:

а) коэффициент готовности;

б) среднее время восстановления.

7.5.34.12 Надежность ИИК в целом определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, выбираются средний срок службы и средняя наработка до отказа.

В качестве показателей надежности ИВКЭ выбираются:

а) средняя наработка на отказ;

б) среднее время восстановления.

7.5.34.13 В качестве показателей надежности счетчиков выбираются:

а) средняя наработка на отказ;

б) среднее время восстановления.

В качестве показателей надежности СОЕВ выбираются:

а) коэффициент готовности;

б) среднее время восстановления.

7.5.34.14 Требования по обеспечению надежности должны выполняться при модернизации, новом строительстве энергообъектов Общества, техническом обслуживании и ремонте (наличие эксплуатационной документации, комплекта расходных материалов, приспособлений, инструментов и запасных частей, паспортов или справок производителя) АИИСКУЭ, ИВКЭ, ИВК, ИИК и СОЕВ. В качестве показателей надежности каналообразующего оборудования (модемы, мультиплексоры и т.п.) выбираются:

а) коэффициент готовности;

б) время восстановления (необходимо подтверждение показателей надежности в документации на оборудование).

7.5.34.15 Требования к надежности технических средств и ПО:

а) средний срок службы – не менее 25 лет;

б) средняя наработка до отказа ТО не менее 170000 часов (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя);

в) средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;

г) среднее время восстановления ПО – не более 2 суток;

д) средняя наработка на отказ УСПД – не менее 35000 часов;

е) среднее время восстановления УСПД – не более 24 часов;

ж) коэффициент готовности сервера – не менее 0,99;

и) среднее время восстановления сервера – не более 1 часа;

к) среднее время наработки на отказ счетчика должно составлять не менее 35 000 часов, время восстановления не более 3 суток;

л) среднее время восстановления – не более 168 часов;

м) коэффициент готовности – не менее 0,95.

7.5.34.16 Требования к защите информации от несанкционированного доступа. АИИСКУЭ должна удовлетворять требованиям по защите информации соответствующим классу 2Б согласно Руководящему документу «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации», исключая организацию физической охраны информации. Должны быть использованы сертифицированные ОС, которые, можно использовать для защиты информации в автоматизированных системах до классов 3Б, 2Б и 1Г без использования дополнительных наложенных средств защиты от несанкционированного доступа. Для предотвращения несанкционированного доступа к информации должна быть предусмотрена возможность установки встроенных программных паролей:

а) на уровне счетчика электроэнергии (ИИК);

б) на уровне УСПД (ИВКЭ);

в) на уровне сервера АИИСКУЭ (ИВК);

г) на уровне АРМа.

7.5.34.17 АИИСКУЭ должна иметь защиту информации на программном уровне при параметрировании, конфигурировании и настройке.

7.5.34.18 Защита информации от несанкционированного доступа на аппаратном уровне должна осуществляться:

а) путем пломбирования клеммников электрических цепей трансформаторов тока и напряжения, испытательных колодок и клеммников самих электросчетчиков, клеммников цепей передачи информации от электросчетчиков к УСПД, а также клеммников самих УСПД;

б) путем пломбирования элементов УСПД, с помощью которых может осуществляться изменение параметров настройки устройств, системного времени и накопленных данных, а также наличием системы паролей для доступа к изменению параметров, времени и данных;

в) путем регистрации в памяти УСПД всех событий, связанных с изменениями параметров настройки, коррекции данных или системного времени;

г) сервер баз данных ИВК, в котором хранятся все данные АИИСКУЭ, должен быть размещен в специализированном серверном шкафу, закрываемом на замок.

7.5.34.19 В АИИСКУЭ должно быть автоматизировано выполнение следующих функций:

а) измерение 3 минутных и 30 минутных приращений активной электроэнергии (мощности) в точках измерений;

б) измерение 3 минутных и 30 минутных приращений реактивной электроэнергии (мощности) в точках измерений;

в) измерение времени и интервалов времени;

г) автоматизированная цикличность измерений;

д) автоматизированная цикличность сбора результатов измерений;

е) ведение журналов событий;

ж) коррекция времени в ИИК;

и) коррекция времени в ИВКЭ;

к) коррекция времени в ИВК;

л) сбор информации о состоянии средств измерений;

м) сбор информации – результатов измерений цикличности 3 мин. и 30 мин;

н) предоставление результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ АО «АТС», филиалы АО «СО ЕЭС» диспетчерские центры, ПАО «ФСК ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭ;

п) формирование учетных показателей – сведение простейшим способом баланса по сетевым элементам;

р) формирование учетных показателей – замещение данных;

с) формирование учетных показателей – потери электроэнергии от точки измерений до точки учета (поставки) – при наличии методики расчета потерь;

т) формирование учетных показателей – расчет учетных показателей;

у) хранение информации (профиля) в ИИК – не менее 45 суток;

ф) хранение информации (профиля) в ИВКЭ – не менее 45 суток;

х) хранение информации (профиля) в ИВК – не менее 3,5 лет;

ц) синхронизация времени в АИИСКУЭ с помощью устройства синхронизации системного времени – с точностью не хуже ± 5 с/сут.

7.5.34.20 Передача коммерческой информации и данных о состоянии объектов измерений от АИИСКУЭ энергообъектов Общества в ИАСУ КУ КО (АО «АТС») должна осуществляться в виде электронного документа в формате XML 80020, подлинность которого должна подтверждаться электронной цифровой подписью. Указанный документ формата 80020 должен направляться в ИАСУ КУ КО (АО «АТС») в зашифрованном виде, шифрование должно осуществляться с использованием открытого ключа и сертификата шифрования криптосервера коммерческого учета АО «АТС». Регламент передачи определяется Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектовоптового рынка электрической энергии и мощности (Приложение № 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам»). При передаче коммерческой информации по каналам обмена в системе АИИСКУЭ должны регистрироваться все события, указанные в Положении о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение №11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам»).

7.5.34.21 Под результатами измерений понимаются идентифицированные данные, полученные в результате прямых или косвенных измерений средствами измерений АИИС в отношении:

а) точек поставки;

б) точек измерений;

в) совокупностей точек поставки (выражаемых в форме сальдо перетоков);

г) групп точек поставки генерации.

7.5.34.22 Требования к измерительным трансформаторам тока и напряжения. Используемые в ИИК ТТ и ТН должны удовлетворять следующим условиям:

а) технические параметры и метрологические характеристики измерительных трансформаторов тока и напряжения должны отвечать требованиям ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983

соответственно;

б) для присоединений 220 кВ и более – не хуже 0,2S;

в) для генераторов с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2S;

г) для присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2S;

д) для остальных присоединений – не хуже 0,5S;

е) классы точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть:

- для присоединений 220 кВ и более – не хуже 0,2;
- для генераторов с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2;
- для присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2;
- для остальных присоединений – не хуже 0,5;

ж) не допускается применение промежуточных трансформаторов тока;

и) во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов;

к) измерительные трансформаторы должны соответствовать Правилам устройства электроустановок по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению;

л) выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

7.5.34.23 Вторичные цепи ИИК должны удовлетворять следующим условиям:

а) при проектировании следует руководствоваться требованиями Правил устройства электроустановок (глава 3.4) и правил пожарной безопасности при выборе типа и сечения применяемых кабелей и проводов;

б) потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения для счетчиков коммерческого учета и 1,5 % для счетчиков технического учета;

в) подрядчик должен выполнить мероприятия по приведению потерь (падения напряжения) в цепи от трансформатора напряжения до счетчика к нормативным значениям;

г) счетчики коммерческого учета должны быть подключены к трансформаторам напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к счетчику должно быть проведено через испытательную коробку (испытательный клеммник), расположенную около него. Допускается применение единой электрической цепи для подключения счетчиков к одному трансформатору напряжения, при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа и выполнении требований по потерям напряжения в цепи «трансформатор напряжения – счетчик»;

д) в измерительных цепях ИИК точек измерений должна предусматриваться возможность замены электросчетчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.);

е) должны быть предприняты все возможные меры по защите вторичных измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения от несанкционированного доступа (пломбирование испытательных коробок);

ж) должна быть обеспечена возможность пломбирования контактных соединений вторичных токовых цепей;

и) нагрузка измерительных трансформаторов тока в рабочих условиях эксплуатации должна соответствовать требованиям ГОСТ 7746 (пункт 6.4), нагрузка измерительных трансформаторов напряжения должна соответствовать требованиям ГОСТ 1983 (пункт 6.15),

должны быть выполнены мероприятия технического характера для достижения данных требований.

7.5.34.24 Счетчики электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 31818.11 (в части технических параметров), ГОСТ 31819.22 (в части учета активной электроэнергии), ГОСТ 31819.23 (в части учета реактивной электроэнергии) и Правила устройства электроустоновок. Счетчики должны обеспечивать реверсивный учёт для присоединений, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях. Счетчики должны проводить учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности). Счетчики должны соответствовать следующим требованиям по надежности, защищенности, функциональной полноте и степени автоматизации для класса А, приведенным в Положении о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение 11.3 «Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ»):

– съем информации со счетчика автономным способом;

– визуальный контроль информации на счетчике;

– возможность получения параметров со счетчика удаленным способом;

– межповерочный интервал – не менее 8 лет;

– наличие журнала событий, фиксирующего время и даты наступления событий;

– счетчики коммерческого учета должны иметь возможность подключения резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания;

– согласно ГОСТ 31818.11 счетчики должны иметь защиту от несанкционированного механического доступа и пломбироваться соответствующими организациями;

– защита от несанкционированного изменения и записи параметров должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей);

– защита от несанкционированного изменения измеренных данных и журналов событий;

– защита от несанкционированного предоставления информации;

– сохранение информации в журнале событий при отсутствии питания;

– для защиты счетчиков при параметрировании на каждый счетчик устанавливается пароль;

– счетчики должны иметь возможность проводить измерение и автоматический учет приращений активной и реактивной электроэнергии с цикличностью измерения 3 мин. и 30 мин;

– измерение активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление электроэнергии за интервалы времени (приращение электроэнергии);

– автоматизированное измерение времени и интервалов времени;

– счетчики должны иметь возможность коррекции времени;

– автоматическое хранение в энергонезависимой памяти профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 45 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;

– возможность измерения параметров электроэнергии (ток, напряжение и пр.);

– ведение журналов событий счетчика;

– ведение встроенного календаря и часов;

– точность хода энергонезависимых часов не хуже ±0,5 с/сут с внешней автоматической коррекцией;

– предоставление пользователю измеренных данных и журналов событий счетчика;

– обеспечивать подключение цифровых интерфейсов (RS-485, RS-232, Ethernet) компонентов АИИС, в том числе автономного считывания, удаленного доступа и параметрирования;

– автоматическая внешняя синхронизация времени от СОЕВ;

– автоматическая самодиагностика при включении питания.

7.5.34.25 Класс точности счётчиков коммерческого учета активной энергии (прямого/ обратного направления) должен быть:

а) для присоединений 220 кВ и более, для генераторов и присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2S;

б) для остальных присоединений – не хуже 0,5S.

7.5.34.26 Класс точности для реактивной энергии (прямого/ обратного направления) должен быть:

а) для присоединений 220 кВ и более, для генераторов и присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,5;

б) для остальных присоединений – не хуже 1,0.

7.5.34.27 Требования к техническим средствам ИВКЭ:

– УСПД должно соответствовать следующим требованиям по надежности, защищенности, функциональной полноте и степени автоматизации для класса А, приведенным в Положении о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение 11.3 «Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ»);

– напряжение питания УСПД от сети переменного или постоянного тока должно составлять 220 В с допустимым отклонением напряжения в пределах: ±20 %;

– УСПД должно иметь резервный источник питания и обеспечивать автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно;

– УСПД должно обеспечить сохранность информации и ведение времени и календаря при отключении электропитания на время не менее одного года;

– наличие журнала событий, фиксирующего время и даты наступления событий;

– средний срок службы УСПД – не менее 20 лет;

– УСПД должно иметь защиту от несанкционированного доступа к аппаратной части (разъёмам, функциональным модулям и т.д., путем пломбирования или маркирования);

– УСПД должно иметь защиту от несанкционированного доступа к программному и информационному обеспечению при параметрировании (путем защиты паролями);

– обеспечение интерфейса доступа к счетчикам ИИК;

– обеспечение сбора результатов измерений и информации о состоянии средств измерений от счётчиков с автоматическим контролем цикличности с периодом сбора коммерческой информации (приращений активной и реактивной электроэнергии) 30 минут;

– УСПД должно обеспечить автоматическое хранение измеренной информации профиля (суточных данных о 3-минутных и 30-минутных приращениях электропотребления)

и информации журнала событий не менее 45 суток;

– возможность измерения времени и интервалов времени;

– возможность автоматической установки и коррекции текущих значений времени и даты и возможность коррекции времени в ИИК;

– возможность периодической синхронизации времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии и ИВК;

– возможность самодиагностики не реже одного раза в сутки с фиксацией в журнале событий;

– ведение собственного журнала событий и хранение журналов счетчиков;

– предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к собранной информации и журналам событий;

– возможность установки интервала опроса счётчиков;

– УСПД должно обеспечить ведение встроенного календаря и часов в соответствии с сезонным временем (точность хода встроенных энергонезависимых часов не хуже: ±5,0 с/сут) посредством УССВ;

– возможность объединения в информационную сеть с другими УСПД;

– сбор со счетчиков измеренных параметров электроэнергии (ток, напряжение и пр., требуемые параметры уточняются на этапе разработки проекта на систему);

– программное обеспечение УСПД должно обеспечивать резерв измерительных каналов в размере 20% по количеству опрашиваемых приборов учета.

7.5.34.28 Технические средства ИВК должны соответствовать следующим требованиям по надежности, защищенности, функциональной полноте и степени автоматизации для класса А, приведенным в Положении о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение 11.3 «Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ»):

а) должны быть обеспечены контроль достоверности и восстановление данных;

б) наличие резервных баз данных;

в) должен быть обеспечен перезапуск системы при сбоях;

г) ИВК должен обеспечивать режим довосстановления данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);

д) на ИВК подлежат обязательной реализации мероприятия по механической защите (закрытие на механические замки, пломбирование и т.д.) от несанкционированного доступа;

е) доступ пользователям к программному обеспечению ИВК защищается паролем;

ж) конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения защищаются паролем;

и) защита на программном уровне информации при передаче данных – возможность использования средств электронной цифровой подписи при передаче данных о результатах измерений, состояний средств измерений Коммерческому оператору (АО «АТС»);

к) автоматический периодический сбор результатов измерений приращений активной и реактивной электроэнергии и мощности с цикличностью 3 минуты, 30 минут, 1 сутки;

л) автоматический сбор данных о состоянии средств измерений с ИВКЭ, обслуживаемого данным ИВК;

м) возможность автоматического измерения времени и интервалов времени, коррекции и синхронизации времени по СОЕВ;

н) контроль достоверности данных;

п) автоматическое хранение результатов измерений, состояний средств измерений (не менее 3,5 лет);

р) ведение нормативно-справочной информации, ведение журнала событий;

с) формирование отчетных документов;

т) возможность передачи в ИАСУ КУ АО «АТС», филиалы АО «СО ЕЭС» диспетчерские центры, ПАО «ФСК ЕЭС» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;

у) использование электронной цифровой подписи для передачи в ИАСУ КУ КО результатам измерений и состояний средств измерений;

ф) безопасность хранения данных и программного обеспечения;

х) возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;

ц) предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;

ч) диагностика работы технических средств и программного обеспечения;

ш) хранение и предоставление пользователям информации об измеренных параметрах электроэнергии (ток, напряжение и пр., требуемые параметры уточняются на этапе разработки проекта на систему);

щ) программное обеспечение уровня ИВК должно обеспечивать резерв в размере 20% по количеству опрашиваемых приборов учета.

7.5.34.29 Метрологическое обеспечение АИИСКУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

а) нормирование и расчет метрологических характеристик ИК;

б) метрологическую экспертизу технической документации на систему (ТЗ, технорабочий проект);

в) разработку методики первичной и периодической поверки;

г) разработку и аттестацию МВИ;

д) утверждение типа и испытания АИИС в соответствии с требованиями Порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, внесения изменений в сведения о них, порядка выдачи сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, формы сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, требованй к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения;

е) проведение первичной поверки АИИСКУЭ после монтажа на объекте эксплуатации;

ж) разработка описания типа АИИСКУЭ согласно МИ 2999;

и) метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений и АИИСКУЭ в целом;

к) метрологический надзор за аттестованными МВИ, соблюдением метрологических правил и норм;

л) периодическую поверку средств измерений и ИК АИИСКУЭ в процессе эксплуатации.

7.5.34.30 Алгоритмы и ПО измерительных и вычислительных компонентов должны быть аттестованы в установленном порядке в соответствии с МИ 2174 и МИ 2891. Средства

измерений, на которые распространяются указанные выше требования: АИИСКУЭ, измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики коммерческого учета. Поверке подлежат отдельные ИК, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Поверка производится в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний по утверждению типа средства измерений. До момента ввода АИИСКУЭ в промышленную эксплуатацию должна быть проведена поверка ИК, что должно быть подтверждено свидетельствами о поверке. Поверка производится в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке. В соответствии с требованиями № 102-ФЗ РФ до сдачи АИИСКУЭ в постоянную эксплуатацию субъект ОРЭМ должен разработать и аттестовать в установленном порядке МИ для каждого вновь вводимого ИК. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563. Необходимо учитывать следующие составляющие суммарной погрешности измерений электроэнергии:

а) токовую погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746;

б) погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983;

в) основную погрешность счетчика по ГОСТ 31819.22;

г) погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;

д) дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних величин;

е) погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок, Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;

ж) погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на компоненты АИИС, выполняющих функции по синхронизации времени и предназначенных для проведения измерений.

7.5.34.31 Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии ИИК для значений cos φ от 0,8 до 1 включительно, не должны превышать:

а) для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

б) для области малых нагрузок (2% ÷20 % включительно) - не более 2,9 %;

в) для диапазона нагрузок 20% ÷120 % - не более 1,7 %.

7.5.34.32 Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии ИИК для значений cos φ в промежутке от 0,5 до 0,8 включительно, не должны превышать:

а) для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

б) для области малых нагрузок (2% ÷20 % включительно) не хуже 5,5 %;

в) для диапазона нагрузок 20% ÷120 % не хуже 3,0 %.

7.5.35 Требования к автоматизированным системам управления производством

7.5.35.1 Назначение АСУП состоит в обеспечении информационных потребностей управления деятельностью Общества в части процессов среднесрочного и краткосрочного планирования производства, оперативного контроля, учета энергоресурсов и предоставления оперативной отчетности.

Автоматизированная система управления производством предназначена для:

а) предоставления руководству обществ Общества оперативной информации о предварительных результатах реализации на ОРЭМ электроэнергии и мощности, а также реализации тепла;

б) автоматизации оперативного контроля за режимом работы и мониторинга оперативной технологической информации станции;

в) автоматизации анализа оперативной технологической информации по работе работы станции;

г) автоматизации краткосрочного и среднесрочного планирования при работе на ОРЭМ;

д) автоматизации расчёта и анализа фактических и нормативных показателей эффективности работы станции;

е) автоматизации формирования оперативной отчетности о показателях эффективности работы станции.

7.5.35.2 Целями создания АСУП являются:

а) увеличение маржинальной прибыли от реализации электроэнергии и мощности на ОРЭМ реализации и тепла;

б) снижение затрат на топливо за счёт оптимизации распределения нагрузок между оборудованием ТЭС со снижением расхода натурального топлива;

в) повышение эффективности использования теплового и генерирующего оборудования ТЭС за счёт оптимизации выбора состава и режимов работы оборудования ТЭС;

г) обеспечение прозрачности производственной деятельности станции на всех уровнях управления Общества.

7.5.35.3 В результате создания АСУП должно быть реализовано следующее:

а) создана инфраструктура центров сбора, хранения и обработки технологической информации (ЦСТИ);

б) создана система контроля технологического процесса производства электроэнергии и тепла на мнемосхемах в режиме реального времени;

в) функция контроля диспетчерских графиков и фактической выработки электроэнергии в режиме реального времени для работы на ОРЭМ;

г) обеспечен оперативный учет фактических показателей работы ТЭС;

д) создан единый источник технологической информации – хранилище технологической информации ЦСТИ – с обеспечением доступ к данным по стандартным протоколам и интерфейсам для смежных информационных систем;

е) разработаны имитационные модели каждой станции Общества;

ж) на основе имитационной модели станции реализованы:

1) оптимизационные функции по максимизации маржинальной прибыли от продажи электроэнергии на РСВ ОРЭМ и оптимизации распределения электрической и тепловой нагрузки между основным оборудованием ТЭС по критерию минимизации расхода топлива;

2) сценарный анализ «что-если» – моделирование плановых и фактических режимов работы станции для работы на РСВ ОРЭМ;

3) функции расчета плановых и фактических технико-экономических показателей (ТЭП) работы станции;

4) обеспечена интеграция с корпоративной системой ERP.

7.5.35.4 В рамках создания АСУП последовательно (поэтапно) должны решаться следующие задачи управления производством:

а) сбор/обработка технологической информации, оперативный контроль фактических производственных показателей и коммерческая диспетчеризация;

б) оптимизация выработки электроэнергии и тепла по критериям минимизации удельных расходов топлива и максимизации маржинальной прибыли и расчет фактических и плановых технико-экономических показателей;

в) оптимизация выработки электроэнергии ВИЭ;

г) оперативное планирование производственной деятельности Общества, автоматизация деятельности на ОРЭМ;

д) создание единого информационного пространства с корпоративными системами управления (ERP).

7.5.35.5 АСУП представляет собой систему управления производством класса «MES». Системы такого класса решают задачи диспетчерского управления, оперативного планирования и оптимизации производственных процессов. Место АСУП в системе управления производством в графическом виде показано на рисунке 1.

Рисунок 1 - Место АСУП в системе управления Общества

7.5.35.6 Автоматизированная система управления производством строится как открытая система, состоящая из отдельных функциональных подсистем, взаимодействие между которыми строится на базе открытых интерфейсов и протоколов взаимодействия. Такая архитектура позволяет обеспечить как расширение и масштабирование системы при реализации дополнительной функциональности, так и увеличение объемов, обрабатываемых данных при подключении новых источников информации.

Процесс проектирования, разработки и внедрения АСУП может быть разбит на несколько этапов, по завершении работ и сдачи в эксплуатацию каждого этапа обеспечивается полностью работоспособное решение, при этом функциональность каждого из последующих этапов расширяет и дополняет функциональность предыдущего.

7.5.35.7 АСУП должна состоять из следующих функциональных подсистем:

а) подсистема сбора и хранения технологической информации ЦСТИ;

б) подсистема оперативного контроля ЦСТИ;

в) технологический портал ЦСТИ;

г) подсистема ИТ-мониторинга компонентов АСУП ЦСТИ;

д) подсистема имитационного моделирования станции СМО и ТЭП;
е) подсистема краткосрочного планирования СМО и ТЭП;
ж) подсистема формирования отчетности по ТЭП, СМО и ТЭП;
и) подсистема взаимодействия с ERP;
к) подсистема раннего обнаружения дефектов оборудования (РОДО).

7.5.35.8 Основная задача центра сбора технологической информации ЦСТИ – создание единого источника технологической информации Общества, и организация технологического портала для обеспечения единообразного доступа к технологической информации на всех уровнях Общества.

7.5.35.9 Визуализация параметров технологического процесса производства электроэнергии и тепла на мнемосхемах станции в режиме реального времени.

Для обеспечения оперативности отображения данных подсистема оперативного контроля может быть реализована на толстом клиенте.

Обновление информации на экранах рабочих мест пользователей должно быть с задержкой не более 3 секунд.

7.5.35.10 Технологический портал должен обеспечить унифицированный доступ к неоперативным данным технологической информации, собираемой в ЦСТИ.

Для обеспечения унифицированного доступа к неоперативным данным технологической информации технологический портал должен быть реализован на основе web-технологий (тонкий клиент).

Технологический портал должен предоставлять пользователям возможность просмотра ретроспективной технологической информации, хранящейся в базе данных ЦСТИ на всю глубину хранения данных.

Навигация по страницам технологического портала должна быть построена таким образом, чтобы пользователь при просмотре информации имел возможность просмотреть информацию вплоть до просмотра технологических параметров единиц основного и вспомогательного оборудования станции.

Недопустимо использовать ЦСТИ как АСУ ТП или для реализации части функций АСУ ТП, описанных в 3.9.2.

7.5.35.11 Непрерывный мониторинг работоспособности и диагностика основных компонент и модулей АСУП.

Непрерывный мониторинг состояния ПО (сервисы и ресурсы технических данных) и оборудования (ресурсы, системные события, доступность по сети) источников информации для АСУП.

7.5.35.12 Имитационная модель ТЭС должна создаваться на основе фактического состояния оборудования ТЭС и фактических часовых параметров режимов работы ТЭС, полученных по показаниям измерительных приборов на ТЭС.

Имитационная модель ТЭС должна моделировать часовые значения параметров режимов работы ТЭС.

Имитационная модель должна сводить материальные и энергетические балансы ТЭС.

Расхождение между часовыми значениями параметров режима работы ТЭС, смоделированными имитационной моделью, и фактическими, полученными по показаниям измерительных приборов на ТЭС, должно составлять не более 3% для каждого заданного показателя (при условии достоверности показаний измерительных приборов на ТЭС) во всём диапазоне нагрузок основного оборудования.

Список контролируемых по точности параметров должен быть уточнен на этапе проектирования.

7.5.35.13 На основе имитационной модели станции должны быть реализованы:

а) оптимизационные функции максимизации маржинальной прибыли от продажи электроэнергии на ОРЭМ;

б) оптимизационные функции по оптимизации распределения электрической и тепловой нагрузки между основным оборудованием ТЭС по критерию минимизации расхода топлива;

в) сценарный анализ «что-если» – моделирование плановых и фактических часовых режимов работы станции для работы на ОРЭМ;

г) функция расчета Pmin до Pmax для каждого часа плановых суток;

д) функции расчета плановых часовых УРУТ на электроэнергию и СН с учетом оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок ТЭС по критерию максимизации маржинальной прибыли от продажи электроэнергии на ОРЭМ;

е) функция расчета стоимости дозагрузки ТЭС от P_{min} до P_{max} с заданным пользователем шагом для каждого часа плановых суток;

ж) функции расчета плановой часовой себестоимости производства электрической энергии станции для формирования параметров ценовых заявок (объем, цена) на РСВ и БР ОРЭМ.

7.5.35.14 Должны быть реализованы функции:

а) расчёта почасовых значений номинальных (нормативных) ТЭП как по методу ОРГРЭС, так и по физическому методу;

б) автоматического формирования стандартных выходных отчетных форм (макет 15506, форма 3-тех и прочие).

Подсистема взаимодействия с SAP ERP должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) обеспечение интеграции АСУ П в общую структуру корпоративного управления Общества;

б) обеспечение двунаправленного обмена информацией между АСУП и SAP ERP;

в) синхронизация нормативно-справочной и паспортной информации;

г) передача результатов деятельности производственных подразделений (ТЭС) в корпоративную SAP ERP.

7.5.35.15 Подсистема РОДО должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) создавать произвольные наборы параметров (группы);

б) назначать и изменять для каждого параметра в группе номинальные значения и границы коридора допустимых значений;

в) проводить анализ выхода параметров за границы коридора допустимых значений;

г) выполнять аппроксимацию данных аналитическими функциями;

д) прогнозировать значения параметров на будущие интервалы времени с помощью аналитической экстраполяции.

Все функции подсистемы РОДО реализованы в виде доработок клиентского программного обеспечения ЦСТИ и в виде набора дополнительных экранных форм ЦСТИ.

7.5.35.16 В целях унификации сбора, представления и отображения диагностической и аналитической информации в едином источнике технологической шины ЦСТИ ПАО

«Форвард Энерго», использовать решения, построенные на базе программного обеспечения «Дельта-8».

7.5.35.17 Архитектура АСУП должна учитывать требования концепции информационной безопасности Общества. Концепция по сегментации сети приведена на рисунке 2.

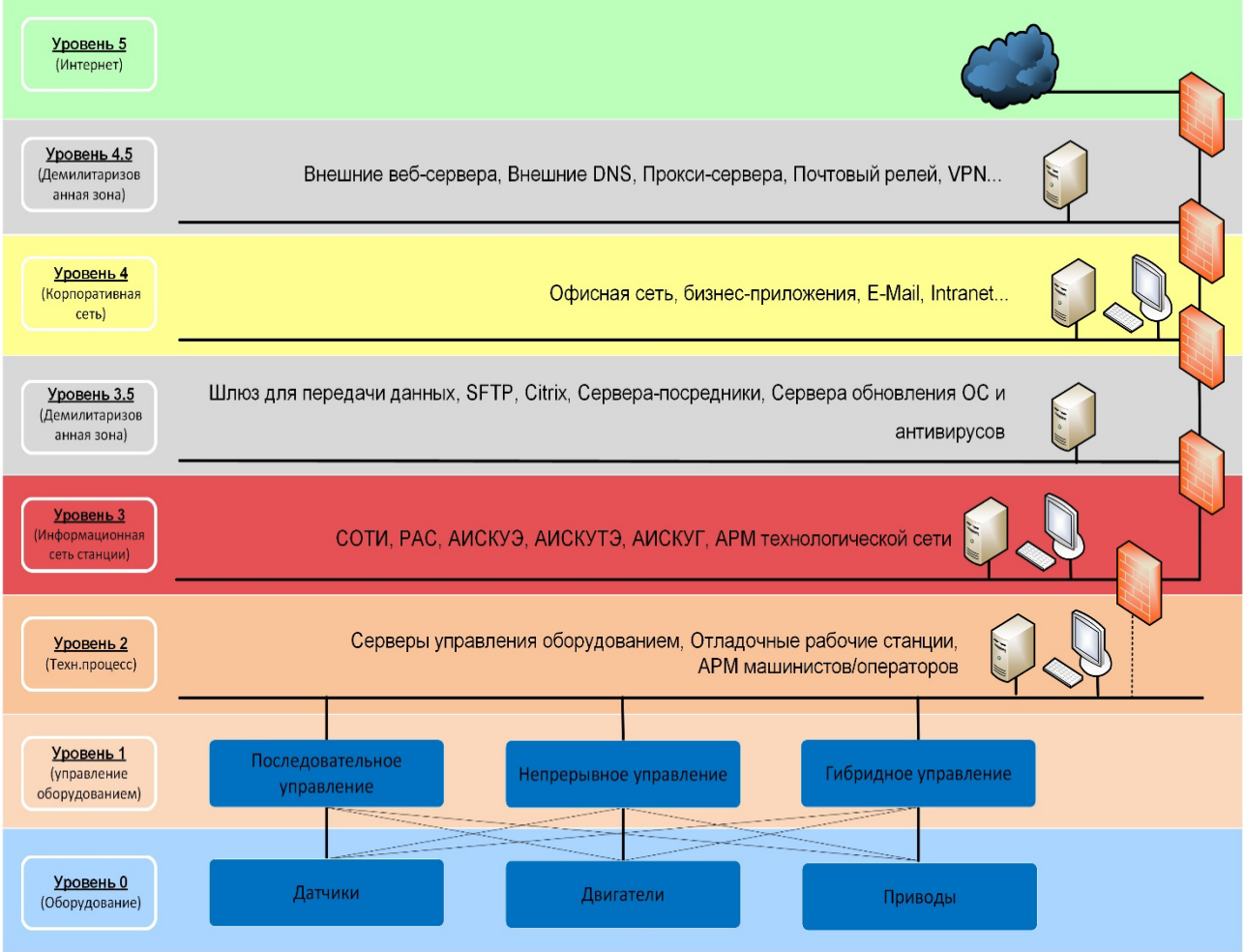

Рисунок 2 - Концепция сегментации сети

Согласно концепции информационной безопасности:

а) доступ из офисной сети в технологическую сеть возможен только через сервера-посредники (такие как «Citrix» и «FTP»);

б) доступ из технологической сети в офисную сеть невозможен.

7.5.35.18 Типовая структура комплекса технических средств, необходимых для развертывания АСУП, представлена на рисунке 3.

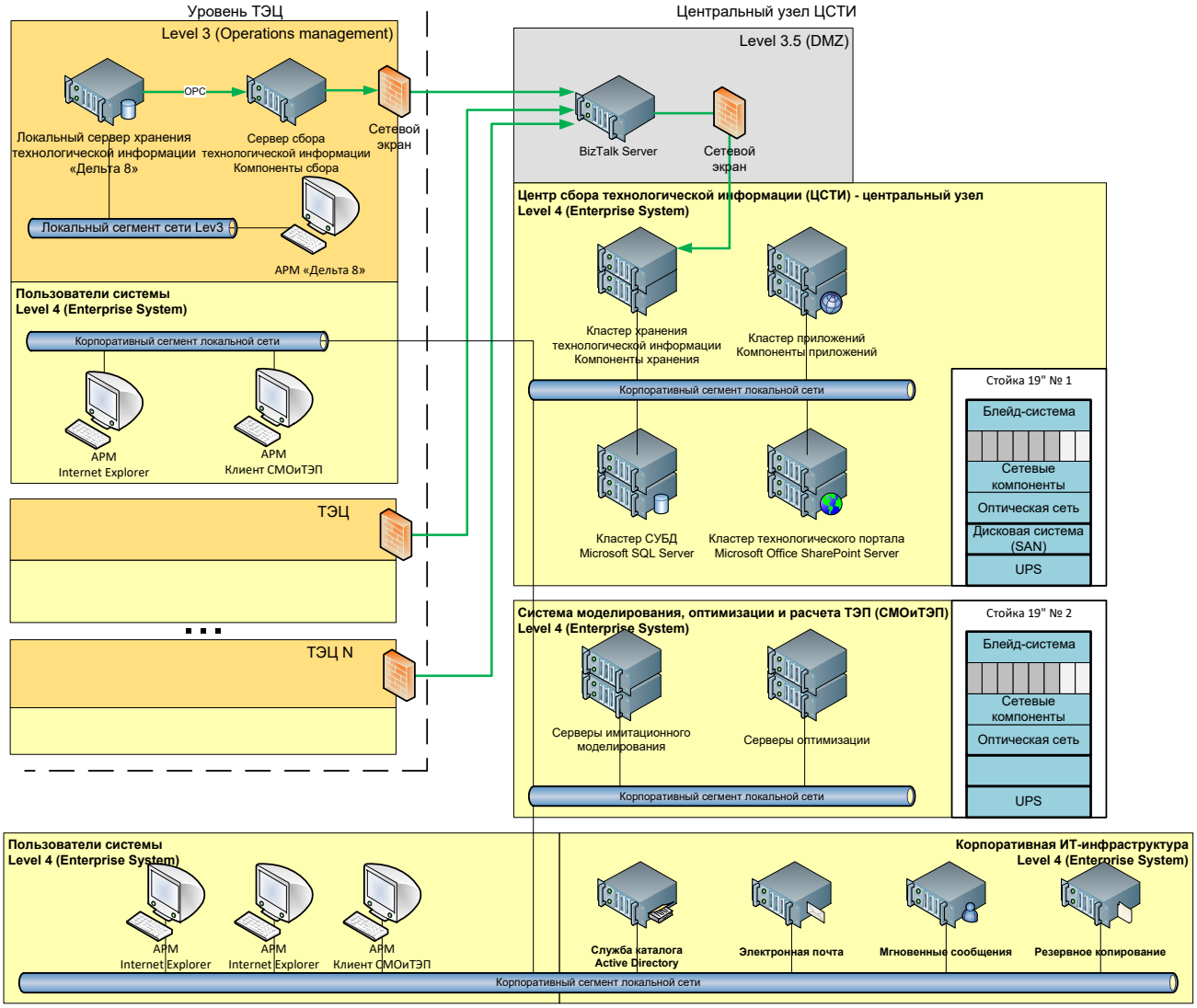

Рисунок 3 - Типовая структура комплекса технических средств АСУП

В центральном узле АСУП размещаются основные вычислительные мощности по хранению, обработке и организации доступа к данным. К ним относятся:

а) кластер хранения данных, включая дисковую систему;

б) кластер обработки данных;

в) кластер СУБД;

г) кластер Web-портала.

Кластер хранения данных состоит из двух серверов и отказоустойчивой дисковой системы хранения (Storage Area Network – «SAN»). Дисковая система подключается к серверам по высокопроизводительному интерфейсу «FibreChannel».

Кластер хранения осуществляет прием технологической информации от кластеров сбора данных, размещенных в цехах, накопление и хранение данных измерений.

Кластер обработки данных предназначен для выполнения необходимых вычислений над данными.

Для хранения нормативно-справочной и модельной информации используется отдельный кластер СУБД. Кластер СУБД предназначен для хранения НСИ, а также для хранения информационной модели производственного процесса, которая используется подсистемой расчетов, подсистемой отчетов и статистики, подсистемой материальных и энергетических балансов.

Кластер Web -портала является платформой для подсистемы представления информации и используется для организации представления данных в виде таблиц, графиков, мнемосхем, отчетов. В качестве источника технологических данных используется кластер хранения данных, в качестве источника НСИ – кластер СУБД.

Данная конфигурация обеспечивает отказоустойчивость технических средств и отсутствие единой точки отказа, неисправность которой привела бы к неработоспособности всей системы или потере данных.

7.5.36 Требования к комплексной системе безопасности

7.5.36.1 Комплексная (интегрированная) система безопасности – совокупность технических средств, предназначенных для построения систем охранной и пожарной сигнализации, систем управления противопожарной автоматикой и пожаротушения, телевизионного наблюдения, контроля и управления доступом, и обладающих технической, информационной, эксплуатационной совместимостью и связанных единой управляющей программой (системой сбора и обработки информации).

7.5.36.2 Комплексная система безопасности состоит из:

а) системы охранной телевизионной, с АРМ операторов;

б) системы управления противопожарной автоматикой и пожаротушения;

в) системы контроля управления доступом с АРМ оператора и АРМ «Бюро пропусков»;

г) системы автоматической пожарной сигнализации и оповещения при пожаре с АРМ;

д) системы электроснабжения основным и резервным электропитанием систем комплекса;

е) рабочего и аварийного освещения.

7.5.36.3 Проектирование и внедрение комплексных систем безопасности производится специализированными организациями, имеющими соответствующие лицензии и сертификаты, а также штат квалифицированных специалистов.

Оборудование систем безопасности должно быть сертифицировано соответствующими органами Российской Федерации, программное обеспечение должно иметь соответствующие лицензии.

7.5.37 Требования к системе оперативной связи

7.5.37.1 Оперативная связь осуществляется с использованием радиосвязи, исключение составляет Тюменская ТЭЦ-1, на которой используется телефонная связь.

7.5.37.2 Система оперативной радиосвязи построена на основе базовых, переносных и стационарных радиостанций.

7.5.37.3 Система оперативной телефонной связи построена на основе цифровых автоматических телефонных станций, базовых станций стандарта «DECT» и переносных телефонных аппаратов «DECT».

7.5.37.4 В Обществе для оказания оперативной связи должны применяться технологии в соответствии с таблицей 38.

Таблица 38 - Технологии для оказания оперативной связи, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Цифровая АТС	«Ericsson MD110»	Стандарт
Базовая станция DECT	«Ericsson Base Station BS330 / BS340 / BS370»	Стандарт
Телефонный аппарат	«MITEL 5613 / MITEL DT390»	Стандарт
Базовая радиостанция	«Motorola DR3000»	Стандарт
Стационарная радиостанция	«Motorola DM3400»	Стандарт
Стационарная радиостанция	«Motorola DM3600»	Стандарт
Стационарная радиостанция	«Motorola DM4400»	Допустимая
Переносная радиостанция	«Motorola DP3400»	Стандарт
Переносная радиостанция	«Motorola DP4400»	Стандарт

7.5.37.5 Подсистема телефонной связи должна обеспечивать непрерывную запись и хранение не менее 6 месяцев всех оперативных переговоров оперативного персонала, включая звонки с переносных телефонов DECT на переносные телефоны DECT.

7.6 Требования к эксплуатации оборудования электростанций, котельных и тепловых сетей

7.6.1 Основные направления в оперативном обслуживании оборудования

а) внедрение экономически обоснованных методов текущего контроля состояния оборудования, включающий в себя контроль состояния как основного, так и важнейшего вспомогательного оборудования станций и котельных, экспресс-анализа оперативной обстановки и выбора персоналом стандартных вариантов оперативного реагирования (из утверждённых вариантов);

б) работа по анализу и корректировке стандартных и нестандартных вариантов действий оперативного персонала по локализации технологических нарушений и восстановлению нормальных режимов работы оборудования, с минимизацией возможного ущерба;

в) оптимизация оперативного обслуживания оборудования, его пусков и остановов, производства оперативных переключений, при безусловном обеспечении безопасного производства работ;

г) корректировка выполнения оперативно-диспетчерским персоналом операционных функций по производству переключений на оборудовании, исключающая возникновение аварийности по вине персонала;

д) ведение видеофиксации сложных переключений в электроустановках выше 1000 В, включая сложные переключения с устройствами релейной защиты и автоматики, так же переключений, не отнесенных к категории сложных, при наличии не исправной оперативной блокировки;

е) работа по анализу результатов видеофиксации выполненных переключений, при необходимости проведение корректирующих и предупреждающих действий по совершенствованию оперативных переключений;

ж) для электростанций ВИЭ, внедрение удаленного управления оборудованием станции;

и) мотивация оперативного персонала на улучшение технико-экономических показателей, кроме персонала электростанций на ВИЭ.

7.6.2 Требования к организация эксплуатационной деятельности

Планирование и организация эксплуатационной деятельности должны осуществляться на основе:

а) действующих нормативных документов, инструкций заводов-изготовителей, опыта эксплуатации, ресурса основных элементов оборудования, установленного производителем;

б) проведения диагностического обследования и анализа повреждаемости оборудования и установление на основании этих данных оптимальных сроков проведения ремонтов;

в) разработки предложений по техническому перевооружению, совершенствованию проектных решений;

г) разработки предложений по повышению эффективности топливоиспользования;

д) снижения издержек и потерь при эксплуатации;

е) совершенствования организационных структур подразделений Общества;

ж) организации профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации эксплуатационного и административного персонала в соответствии с локальными нормативными актами Общества;

и) установки целей по параметрам и показателям технического состояния оборудования, зданий и сооружений до ремонта и анализ их выполнения по результатам испытаний и статистики после ремонта;

к) оптимизации аварийного резерва оборудования;

л) решения технических проблем при эксплуатации через оформление информационных писем, оперативных указаний, циркуляров, технических решений со статусом обязательности исполнения, приказов, распоряжений, решений совещаний и других управленческих решений;

м) анализа данных измерения параметров теплоносителя в контрольных точках тепловой сети;

н) анализа данных измерения расходов теплоносителя ультразвуковым переносным расходомером;

п) анализа данных тепловизионной съемки тепловых сетей;

р) проведения измерений на ЦТП, оценки работы автоматических регуляторов, проведения измерений для определения фактических напорно-расходных характеристик насосов;

с) анализа данных с приборов учета тепла потребителей, ЦТП, котельных.

7.6.3 Требования к автоматическому регулированию

7.6.3.1 Автоматическое регулирование должно непрерывно обеспечивать поддержание заданных значений параметров технологического процесса и нагрузки энергоустановки. В каждом контуре регулирования должны предусматриваться:

а) контроль регулируемого параметра, задания и положения регулирующего органа (параметра);

б) возможность изменения сигнала задания, ручного управления выходным сигналом регулятора, а также автоматического изменения параметров настройки регуляторов;

в) контроль и изменение режима управления (автоматическое, дистанционное);

г) сигнализация достижения регулирующим органом (параметром) крайних положений;

д) сигнализация отключения электропитания элементов ПТК, исполнительных механизмов и цепей управления;

е) возможность взаимодействия с технологическими защитами и подсистемами логического управления, в том числе блокировками, обеспечивающими: отключение автоматических воздействий на регулирующий параметр как в большую сторону, так и в меньшую, принудительное перемещение регулирующего органа до заданного значения или до крайнего положения.

7.6.3.2 При отказах должно быть предусмотрено автоматическое отключение контура регулятора и формирование сигнала предупредительной сигнализации, который должен регистрироваться. Данный сигнал должен иметь возможность квитирования оператором.

7.6.3.3 При реализации функции автоматического регулирования должны обеспечиваться:

а) самобалансирование и безударное включение в работу по командам оператора или логических устройств;

б) самодиагностика с автоматическим отключением и сигнализацией при неисправности;

в) индикация включенного и отключенного состояний.

7.6.4 Требования, предъявляемые к парогазовой установке для участия в нормированном первичном регулировании частоты и/или автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

7.6.4.1 При участии НПРЧ и/или АВРЧМ текущая мощность ПГУ (энергоблоков) должна поддерживатья САУМ равной суммарному заданию с точностью не хуже 1 % установленной мощности ПГУ.

7.6.4.2 Измерение частоты вращения каждой турбины должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

7.6.4.3 Нечувствительность первичных регуляторов по частоте должна быть не более 0,01 Гц.

7.6.4.4 Зона нечувствительности первичного регулирования по частоте должна быть не более 0,02 Гц.

7.6.4.5 Величина «мертвой полосы» первичного регулирования участвующей в НПРЧ ПГУ (энергоблоков) должна быть не более (50 ± 0,02) Гц с возможностью ее расширения до величины не менее (50 ± 0,075) Гц с дискретностью 0,005 Гц.

7.6.4.6 Должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» перичного регулирования ПГУ (энергоблоков) без потери функции первичного регулированя.

7.6.4.7 Должен быть обеспечен статизм первичного регулирования ПГУ энергоблоков в пределах 4% – 6 % с возможностью его изменения с шагом не более 0,5 %.

7.6.4.8 Мощность ПГУ энергоблоков, используемая в САУМ ПГУ, должна измеряться с точностью не хуже 1 % $P_{ном}$.

7.6.4.9 Переходный процесс при первичном регулировании должен иметь апериодический характер без перерегулирования (не более 1 % $P_{ном}$). При этом время выдачи требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты не должно ограничиваться.

7.6.4.10 Каждая турбина в составе ПГУ энергоблоков должна иметь постоянно функционирующий РЧВ, обеспечивающий регулирование частоты вращения турбины во всех режимах рабты. При этом технологической автоматикой ГТУ, ПТУ и энергоблоков в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого РЧВ значения первичной мощности.

7.6.4.11 Регулирование суммарной мощности ПГУ и мощности, входящих в ее состав ГТУ и ПТУ, (энергоблоков) должно осуществляться с коррекцией заданной мощности по частоте вращения турбин, обеспечивающей корректное взаимодействие с РЧВ во всем диапазоне нормальных и аварийных режимов ГТУ, ПТУ, ПГУ, энергоблоков и энергосистемы.

7.6.4.12 В РЧВ и в ЧК регуляторов мощности (энергоблоков), ГТУ и ПТУ, входящих в состав ПГУ, в качетве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения соответствуюих турбин.

7.6.4.13 В ЧК блочного регулятора мощности энергоблоков ПГУ в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения одной или нескольких турбин.

7.6.4.14 Для ПГУ требования по участию ПГУ в НПРЧ и/или АВРЧМ должны выполняться во всем регулировочном диапазоне ПГУ, определяемом составом включенного оборудования и влияющими параметрами окружающей среды (температуры окружающего воздуха, атмосферного давления, влажности). При этом в САУМ ПГУ должна быть обеспечена автоматическая коррекция границ регулировочного диапазона ПГУ при изменениях состава включенного оборудования и параметров окружающей среды.

7.6.5 Требования, предъявляемые к парогазовым установкам (энергоблоков) для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

7.6.5.1 Участие ПГУ, энергоблоков в АВРЧМ должно осуществляться путем изменения мощности в соответствии с заданием вторичной мощности, поступающим от УВК ЦКСАРЧМ ЕЭС или УВК ЦСАРЧМ (далее – УВК ЦКСАРМЧ/ ЦСАРЧМ).

7.6.5.2 Совокупность основного и вспомогательного оборудования ПГУ, режимы его работы, технологическая автоматика должны обеспечивать:

а) изменение мощности ПГУ по заданиям УВК ЦКСАРМЧ/ ЦСАРЧМ со скоростью до 3 % $P_{ПГУном}$/мин;

б) изменение мощности энергоблока по заданиям УВК ЦКСАРМЧ/ ЦСАРЧМ со скоростью до 1 % $P_{ном}$/мин;

в) отработку заданий УВК ЦКСАРЧМ /ЦСАРЧМ, требующих выдачи вторичной мощности величиной до ±5 % $P_{ПГУном}$, в пределах регулировочного диапазона.

7.6.5.3 Количество циклов изменений вторичной мощности ПГУ (энергоблоков) не должно быть ограничено.

7.6.5.4 При участии ПГУ (энергоблоков) в АВРЧМ должна сохраняться функция его участия в первичном регулировании.

7.6.5.5 Для участия ПГУ (энергоблоков) в АВРЧМ в САУМ должна быть предусмотрена возможность установки ограничений величины вторичного задания от УВК ЦКСАРЧМ/ЦСАРЧМ и скорости его изменения.

7.6.5.6 Для обеспечения возможности подключения ПГУ (энергоблоков) к управлению от УВК ЦКСАРМЧ/ЦСАРЧМ должны быть предусмотрены:

а) возможность создания ЗВМ в САУМ ПГУ (энергоблоков) для приема и обработки

заданий от УВК ЦКСАРЧМ/ЦСАРЧМ;

б) возможность подключения станционного терминала АРЧМ к ЗВМ и УВК ЦКСАРМЧ/ЦСАРЧМ для обеспечения их взаимодействия.

7.6.6 Требования к мониторингу участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и нормированном первичном регулировании частоты

Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено:

а) измерение частоты вращения турбины с точностью не хуже 0,05 Гц для ОПРЧ и не хуже 0,01 Гц для НПРЧ;

б) измерение активной мощности генерирующего оборудования датчиками активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5 при соблюдении следующих условий:

1) датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 с;

2) измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;

3) измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1% от полного диапазона измерения датчика.

7.6.7 Требования к организации мониторинга участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и/или автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

7.6.7.1 Для осуществления мониторинга участия ПГУ в НПРЧ и/или АВРЧМ и оценки технологических параметров ПГУ, характеризующих техническое состояние основного оборудования ПГУ при ее участии в НПРЧ и/или АВРЧМ, электростанции должны иметь устройства системы мониторинга, посредством которых должна обеспечиваться непрерывная регистрация параметров ПГУ:

– мощность газовых турбин (кроме одновальных ПГУ);
– мощность паровых турбин (кроме одновальных ПГУ);
– мощность ПГУ;
– частота электрического тока в сети;
– частота вращения роторов газовых турбин;
– частота вращения ротора паровых турбин;
– плановое задание по мощности ПГУ;
– задания по мощности ГТУ;
– заданные расширения «мертвой полосы» первичного регулирования для РЧВ турбин, ЧК регуляторов мощности ГТУ, ПТУ, ПГУ;
– уставки статизма первичного регулирования РЧВ турбин, ЧК регуляторов мощности ГТУ, ПТУ, ПГУ;
– задание первичной мощности ПГУ (частотная коррекция);
– задание вторичной мощности ПГУ (только для ПГУ, участвующих в АВРЧМ);
– уставка максимальной скорости изменения задания вторичной мощности (только для ПГУ, участвующих в АВРЧМ);

– уставки максимальной и минимальной величин задания вторичной мощности (только для ПГУ, участвующих в АВРЧМ);

– суммарное задание по мощности ПГУ;

– сигналы наличия (отсутствия) ограничений на изменение мощности;

– температура газов за газовыми турбинами;

– расход топлива в газовые турбины;

– положение ВНА газовых турбин;

– положение регулирующих топливных клапанов газовых турбин;

– давление воздуха за компрессорами газовых турбин;

– температура окружающей среды (наружного воздуха);

– давление пара ВД перед паровой турбиной;

– температура пара ВД перед паровой турбиной;

– положения регулирующих клапанов ВД паровой турбины;

– содержание кислорода (O_2) в уходящих газах котлов-утилизаторов;

– содержание оксидов азота (Nox) в уходящих газах котлов-утилизаторов;

– состояние генераторных и / или линейных выключателей;

– уровни в барабанах котлов-утилизаторов ВД, СД и НД.

7.6.7.2 Регистрация параметров ПГУ должна производиться с меткой времени, с шагом не более 1 с. Время регистрации должно быть синхронизировано с астрономическим временем с точностью не хуже 1 с.

7.6.7.3 Дискретность регистрации измерений и заданий мощности должна быть не более 0,1 % $P_{ПГУном}$.

7.6.7.4 Дискретность регистрации измерений частоты вращения турбин должна быть не более 0,001 Гц (1 мГц).

7.6.7.5 В устройствах системы мониторинга АСУ ТП должна быть предусмотрена возможность хранения регистрируемых параметров ПГУ в течение не менее 12 месяцев.

7.6.7.6 Устройства системы мониторинга АСУ ТП должны обеспечивать возможность копирования всех или части регистрируемых параметров ПГУ за заданный промежуток времени на внешний электронный носитель или передачи выбранной части параметров за заданный промежуток времени в систему мониторинга АО «СО ЕЭС».

7.6.7.7 На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ в НПРЧ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности ПГУ и текущего задания мощности ПГУ с частотной коррекцией при текущем отклонении частоты от номинального значения.

7.6.7.8 На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ в АВРЧМ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности ПГУ и текущего задания мощности ПГУ с частотной коррекцией с учетом задания вторичной мощности.

7.6.7.9 Для мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ в НПРЧ и/или АВРЧМ должно быть реализовано графическое представление параметров согласно требованиям 3.9.5 как в следящем режиме, с возможностью задания шага обновления, так и в режиме просмотра ретроспективных данных.

7.6.8 Требования к организации мониторинга участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и/или автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

7.6.8.1 Должна обеспечиваться непрерывная регистрация параметров энергоблока таких как:

а) мощность энергоблока;

б) частота электрического тока в сети;

в) частота вращения ротора турбины;

г) плановое задание по мощности энергоблока;

д) заданные расширения «мертвой полосы» первичного регулирования для РЧВ турбины, ЧК регулятора мощности энергоблока;

е) уставки статизма первичного регулирования РЧВ турбины, ЧК регулятора мощности энергоблока;

ж) задание первичной мощности энергоблока (частотная коррекция);

и) задание вторичной мощности энергоблока (только для энергоблоков, участвующих в АВРЧМ);

к) уставка максимальной скорости изменения задания вторичной мощности (только для энергоблоков, участвующих в АВРЧМ);

л) уставки максимальной и минимальной величин задания вторичной мощности (только для энергоблоков, участвующих в АВРЧМ);

м) сигналы наличия (отсутствия) ограничений на изменение мощности;

н) давление пара перед турбиной;

п) температура пара перед турбиной;

р) положения регулирующих клапанов ВД турбины;

с) расход питательной воды;

т) расход топлива;

у) содержание кислорода (O_2) в уходящих газах котлов;

ф) давление (расход) воздуха;

х) состояние генераторных и / или линейных выключателей;

ц) уровни в барабанах котлов.

7.6.8.2 Регистрация параметров энергоблока должна производиться с меткой времени, с шагом не более 1 с. Время регистрации должно быть синхронизировано с астрономическим временем с точностью до 1 с.

7.6.8.3 Дискретность регистрации измерений и заданий мощности должна быть не более 0,1 % $P_{ном}$.

7.6.8.4 Дискретность регистрации измерений частоты вращения турбины должна быть не более 0,001 Гц (1 мГц).

7.6.8.5 В устройствах системы мониторинга АСУ ТП должна быть предусмотрена возможность хранения регистрируемых параметров энергоблока в течение не менее 12 месяцев.

7.6.8.6 Устройства системы мониторинга АСУ ТП должны обеспечивать возможность копирования всех или части регистрируемых параметров энергоблока за заданный промежуток времени на внешний электронный носитель или передачи выбранной части параметров за заданный промежуток времени в систему мониторинга АО «СО ЕЭС».

7.6.8.7 На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в НПРЧ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности энергоблока и текущего задания мощности энергоблока с частотной коррекцией при текущем отклонении частоты от номинального значения.

7.6.8.8 На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в АВРЧМ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности энергоблока и текущего задания мощности энергоблока с частотной коррекцией с учетом задания вторичной мощности.

7.6.8.9 Для мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно быть реализовано графическое представление согласно требованиям, указанных в 3.9.5 параметров как в следящем режиме, с возможностью задания шага обновления, так и в режиме просмотра ретроспективных данных.

7.6.9 Требования к логическому управлению и технологическим блокировкам

7.6.9.1 Логическое (дискретное) управление, осуществляемое с помощью специально создаваемых алгоритмов, должно включать в себя следующие виды автоматического и/или автоматизированного управления оборудованием и автоматическими устройствами оборудования ТЭС:

а) ПЛУ, используемое при решении технологических задач, не решаемых средствами непрерывного управления;

б) технологические блокировки, используемые для управления переключениями (включениями и отключениями) оборудования и выполняемые как по «гибким» (в зависимости от условий) алгоритмам, так и по «жестким» однозначным алгоритмам для управления всережимными блокировками;

в) АВР.

7.6.9.2 Алгоритмы ПЛУ должны представлять собой последовательность операций, которые необходимо выполнить для решения какой-либо технологической задачи.

7.6.9.3 Пошаговое логическое управление должно строиться по иерархическому принципу и включать:

а) верхний уровень – блочное координирующее устройство;

б) уровень управления отдельными функциональными группами;

в) уровень управления подгруппами;

г) уровень управления исполнительными устройствами, а также автоматическими регуляторами и программаторами.

7.6.9.4 Алгоритмы функционирования отдельных уровней ПЛУ должны строиться таким образом, чтобы отключение любого вышестоящего уровня управления не приводило к потере работоспособности нижестоящих уровней.

7.6.9.5 На каждом уровне ПЛУ должна предусматриваться возможность отключения автоматического воздействия и осуществления воздействия оператором, который должен брать на себя функции отключенного уровня или устройства управления.

7.6.9.6 Пошаговое логическое управление, используемое для управления функциональными группами, должно строиться таким образом, чтобы отказ в выполнении любой команды внутри шага не приводил к аварийной ситуации, а у оператора имелся бы резерв времени для принятия решения.

7.6.9.7 В пределах одного шага должны объединяться команды, которые могут быть выданы и исполнены одновременно. Переход к выполнению команд следующего шага, и их выдача должны выполняться при наличии разрешающих условий, в число которых входит сигнал об отработке предшествующего шага или разрешении оператора-технолога. Выполнение команд шага и наличие разрешающих условий должно контролироваться по времени.

7.6.9.8 Отработка алгоритма должна прекращаться и выдаваться информация о причинах приостановки, если в течение контрольного времени не собираются разрешающие условия.

7.6.9.9 Должна быть предусмотрена возможность принудительного пуска, приостановки или отмены программы по командам логических автоматов вышестоящего уровня и технологических защит.

7.6.9.10 В алгоритмах пошагового логического управления должна быть предусмотрена возможность выполнения как всей программы, так и ее части.

7.6.9.11 Должна быть предусмотрена возможность многократного прерывания программы логического управления с обязательным протоколированием факта прерывания.

7.6.9.12 В алгоритмах логического управления должен быть предусмотрен контроль за работой ПЛУ с индикацией:

а) готовности программы (этапа) к выполнению;

б) номера и наименования выполняемого шага программы (этапа) в текущий момент времени;

в) состояния выполняемого шага (превышено время выполнения команды, не собрано одно или несколько разрешающих условий);

г) процесса выполнения программы (шага, этапа);

д) факта приостановки программы с расшифровкой первопричины приостановки;

е) принудительного пуска, приостановки или отмены программы по командам логических автоматов вышестоящего уровня, технологических защит и т.п., если это предусмотрено алгоритмами;

ж) завершения выполнения программы (функциональной группы, шага, этапа).

7.6.9.13 В программе ПЛУ должен предусматриваться необходимый контроль состояния и срабатывания АВР, а также срабатывания «жестких» всережимных блокировок, действующих независимо от пошагового логического управления.

7.6.9.14 Технологические блокировки должны обеспечивать:

а) автоматическое управление переключениями и запретами на переключения в технологической схеме объекта при изменениях условий или режима работы оборудования;

б) автоматическое управление пуском и остановом технологических узлов, для которых не требуется использование пошаговых алгоритмов.

7.6.9.15 АВР должно обеспечивать подключение резервного механизма при аварийном отключении работающего или при недопустимом отклонении параметра при работающем механизме.

7.6.9.16 Выбор рабочего и резервного механизмов, а также отключение действия АВР должны производиться оперативным персоналом.

7.6.10 Требования к дстанционному управлению

7.6.10.1 Должны предусматриваться следующие виды дистанционного управления:

а) избирательное управление всеми исполнительными органами, регуляторами и логическими устройствами;

б) групповое управление;

в) индивидуальное управление для наиболее ответственных элементов.

7.6.10.2 Основным видом дистанционного управления должно являться избирательное управление.

7.6.10.3 Групповое дистанционное управление должно использоваться для управления несколькими объектами одной командой. При этом информация о выполнении поданной команды может выдаваться по отдельным органам управления, либо по группе в целом.

7.6.10.4 Дистанционное управление может быть организовано двумя способами:

а) с помощью виртуальных БРУ, вызываемых в «оконном» режиме на мнемосхемы соответствующих узлов;

б) прямое управление через клавиши, кнопки, ключи и др.

7.6.10.5 Одновременно могут быть использованы оба варианта управления.

7.6.10.6 Должна быть предусмотрена возможность наложения логического запрета на изменение состояний исполнительных органов и выключателей (в том числе при работе управляющих программ с наивысшим приоритетом, в частности защит) на случай выполнения ремонтных работ.

7.6.10.7 При организации дистанционного управлении с двух и более рабочих мест должна предусматриваться блокировка, допускающая управление только с одного рабочего места.

7.6.10.8 При дистанционном управлении с резервных постов на дисплеях операторских станций, установленных на основном посту управления, должна отображаться информация о месте выдачи команды управления.

7.6.10.9 Для экстренного (аварийного) отключения оборудования (для отдельных агрегатов – включения) в случаях отказов ПТК АСУ ТП в режимах, не предполагающих эксплуатацию энергоустановки без АСУ ТП, а также в случаях, когда возникает необходимость экстренного отключения оборудования, непредусмотренная штатными защитами, должны быть предусмотрены органы аварийного управления энергооборудованием. Органы аварийного управления должны использоваться исключительно для экстренного отключения оборудования с непосредственным воздействием на оборудование АСУ ТП, в программном обеспечении которого должен быть реализован алгоритм аварийного останова. При этом должно быть предусмотрено только одностороннее действие («отключить», «закрыть», «открыть» и т.д. – в зависимости от назначения команды). Исключением могут быть исполнительные механизмы и запорные органы, безопасное положение которых зависит от характера аварийной ситуации на оборудовании.

7.6.10.10 Схемы формирования команд для каждого из исполнительных устройств должны иметь питание с надежностью не хуже, чем питание схемы управления самого исполнительного механизма. В случае применения схемных решений, требующих отдельного питания (для схемы размножения и т.д.), должны использоваться источники резервированного бесперебойного питания постоянного или переменного тока.

7.6.10.11 Информация об изменении состояния ключей аварийного управления должна автоматически регистрироваться в ПТК (АСУ ТП).

7.6.10.12 Органы аварийного отключения должны размещаться в непосредственной близости от рабочего места оператора (на поверхности специальной секции пульта или

пультовой приставки) и защищаться от случайного воздействия индивидуальными легкосъемными предохранительными устройствами.

7.6.11 Требования к технологическим защитам

7.6.11.1 Технологические защиты должны автоматически выявлять факт возникновения аварийной ситуации и формировать управляющие воздействия (команды), реализация которых с помощью исполнительных устройств и коммутационных аппаратов обеспечивает защиту персонала, предотвращает повреждения оборудования и локализуют последствия аварий.

7.6.11.2 Технологические защиты должны выполняться по техническим условиям и алгоритмам, разрабатываемым заводами-изготовителями технологического оборудования и с учетом действующих отраслевых нормативных документов.

7.6.11.3 При выполнении функции технологическая защита должна быть реализована защита от ложного срабатывания или несрабатывания технологической защиты при зависании программы и предусмотрен автоматический перезапуск микропроцессоров, относящихся к выполнению функции технологической защиты, обеспечивающий отсутствие при этом любых отказов технологической защиты.

7.6.11.4 Команды защит должны формироваться автоматически в результате логической обработки входной информации в соответствии с заданными алгоритмами.

7.6.11.5 Дискретные сигналы (команды) защит должны иметь наивысший приоритет по отношению к другим дискретным воздействиям (командам).

7.6.11.6 Информация для параметрических защит, действующих на останов (отключение) оборудования должна формироваться на основании показаний трех датчиков.

7.6.11.7 Отключение действия защит на исполнительные устройства и вывод их на сигнал должны осуществляться неоперативными средствами раздельно для каждой защиты.

7.6.11.8 Должна быть предусмотрена возможность автоматического режимного ввода (вывода) защит при появлении (исчезновении) технологических условий для их функционирования.

7.6.11.9 Состояние защиты должно по вызову отображаться на экране операторской станции. Информация о срабатывании защит должна поступать на экраны рабочих станции оператора-технолога и персонала АСУ ТП не позже, чем через 0,5 с после обнаружения соответствующей ситуации. Состав данной информации должен определять разработчик АСУ ТП по согласованию с эксплуатирующей организацией.

7.6.11.10 Изменение состояния защиты («введена», «выведена») должно сопровождаться предупредительной сигнализацией и регистрироваться.

7.6.11.11 Срабатывание защит должно сопровождаться аварийной светозвуковой сигнализацией. При одновременном действии защит, требующих разной степени разгрузки оборудования, должны выполняться действия, обусловленные более «сильной» защитой, вызывающей большую степень разгрузки. Действие защит (защитные команды) должно сохраняться на время, достаточное для выполнения наиболее длительной операции, предусмотренной программой действия данной защиты.

7.7 Требования к техническому обслуживанию и ремонту оборудования

7.7.1 Планирование и организация технического обслуживания и ремонта оборудования

Планирование и организация технического обслуживания и ремонта оборудования должны осуществляться на основе:

а) действующих нормативных документов, инструкций заводов-изготовителей, опыта эксплуатации, ресурса основных элементов оборудования, установленного производителем (в частности, установить ремонтный цикл для паросиловых энергоблоков по наработке от 42 до 48 тысяч часов);

б) требований нормативных документов на современные энергоэффективные материалы и технологии прокладки тепловых сетей, с учетом применения высокотехнологичного оборудования, материалов и элементов трубопроводов высокой заводской готовности (в частности, планирование ремонтной деятельности в тепловых сетях должно осуществляться в планово-предупредительном порядке);

в) внедрения системы планирования технического обслуживания и ремонтов на основе оценки финансовых рисков от аварийной остановки оборудования (такая система организации ремонтной деятельности позволяет адаптировать её к условиям работы на конкурентном рынке электроэнергии, сократить сроки и стоимость ремонтных кампаний);

г) установление оптимальных сроков проведения ремонтов на основании результатов проведения диагностического обследования и анализа повреждаемости оборудования.

7.7.2 Базовые принципы организации технического обслуживания и ремонта

а) организация выполнения работ по капитальному и среднему ремонту, а также специфическим видам технического обслуживания основного и вспомогательного оборудования производится с помощью привлечения специализированных подрядных организаций;

б) для планирования ремонтов ВИЭ установок, должны применяться долгосрочные контракты, желательно с производителем установок;

в) все типы оборудования электростанции, подпадающие под требования о локализации производства на территории Российской Федерации, учтенные в процессе квалификации электростанции в системе оптового рынка электрической энергии и мощности и требующие замены, должны заменяться на аналогичное локализованное оборудование, с документарным подтверждением соответствия требованиям локализации;

г) техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования, кроме работ, требующих привлечение специализированных организаций, выполняются собственным производственным или оперативно-ремонтным персоналом;

д) внедрение автоматизированного учёта и управления ТОиР как заказчиком, так и базовыми подрядчиками;

е) поэтапное развитие действующей базовой ремонтной организации (АО «ЧЭР»);

ж) дальнейшее развитие компетенций по ТОиР через создание диагностического центра;

и) внедрение конкурентных рыночных отношений в сфере ремонта оборудования электростанций и методологий по ТОиР;

к) совершенствование системы контроля качества;

л) оценка качества выполненных ремонтных работ на основе сравнения технико-экономических показателей оборудования до и после проведенного ремонта;

м) применение системы ключевых показателей эффективности (КПЭ) ТОиР;

н) эффективное использование собственного ремонтного персонала в составе ТЭС, для обеспечения живучести ТЭС и оперативного устранения дефектов, кроме электростанций на ВИЭ;

п) внедрение новых технологий ремонта и обслуживания оборудования;

р) внедрение и освоение современного, высокотехнологичного оборудования и приспособлений для ремонта оборудования;

с) обучение ремонтного персонала новым технологиям ремонта с применением современного инструмента, приспособлений и оснастки для выполнения работ по ремонту парогазотурбинных установок;

т) заключение долгосрочных контрактов на ТОиР.

7.7.3 Комплексы работ, направленные на обеспечение надежности

а) переход к ремонтам преимущественно на основе оценки технического состояния, внедрение методов и средств диагностики оборудования, в том числе без вывода из работы;

б) внедрение специализации ремонтных работ;

в) применение новых технологий ремонта оборудования и новых материалов, обеспечивающих высокое качество и снижение затрат;

г) разработка и совершенствование нормативно-технической и эксплуатационной документации, технологических карт на выполнение ТОиР;

д) развитие и совершенствование диагностических компетенций;

е) внедрение современных приспособлений, оснастки, средств механизации работ по ремонту оборудования;

ж) мотивация персонала с целью уменьшения сроков ремонта генерирующего оборудования.

Для принятия решения о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации основного оборудования и его составных частей требуется проведение интегральной классификационной оценки технического состояния диагностируемого оборудования в соответствии с таблицей 39.

Таблица 39 - Интегральная классификационная оценка технического состояния диагностируемого оборудования

Балл	Техническое состояние диагностируемого оборудования	Дальнейшая эксплуатация оборудования	Прогнозные оценки (глубина оценки)
1	Предельное	Недопустима	Немедленный останов с выводом в неплановый ремонт
2	Неисправное, сохраняющее работоспособное состояние	Допустима в пределах ограниченного времени	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 1 месяц
3	Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное	Допустима в ограниченном по срокам	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 2 года работы

Балл	Техническое состояние диагностируемого оборудования	Дальнейшая эксплуатация оборудования	Прогнозные оценки (глубина оценки)
	вне пределов глубины прогноза	межремонтном периоде	
4	Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное вне пределов глубины прогноза	Допустима в пределах глубины прогноза	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее, чем через 3 года работы
5	Исправное	Допустима в пределах глубины прогноза	Контроль технического состояния не позднее чем регламентированные сроки для переаттестации оборудования; или результатам диагностирования

7.8 Требования к зданиям и сооружениям

7.8.1 Основным перспективным направлением при проектировании, строительстве, ремонте, модернизации и реконструкции зданий и сооружений является применение:

– новых, усовершенствованных приборов диагностики технического состояния конструктивных элементов зданий;

– современных строительных машин;

– технологий ремонтно-строительных работ, основанных на применении новых конструктивных решений, конструкций и самых современных высококачественных материалов;

– внедрение прогрессивных проектных решений, обеспечивающих более рациональную организацию рабочих мест и безопасность ведения работ;

– новых специализированных малогабаритных и мобильных средств механизации для работы в стесненных условиях ремонтно-строительных работ, а также манипуляторов для многофункционального применения при реконструкции;

– в исключительных случаях, строительных конструкций, монтируемых способом кирпичной кладки, с предоставлением обоснования применения и по согласованию с заместителем генерального директора по операционной деятельности – главным инженером, вице-президентом Общества.

7.8.2 При проектировании предпочтение отдавать таким техническим решениям как:

– монтаж конструктивными элементами с большой готовностью, с минимальными затратами на подготовительные работы и минимальным числом монтажных подъемов;

– технико-экономическое сравнение и обоснование в проекте возможных вариантов методов и способов монтажа вспомогательных машин, оказывающих значительное влияние на качество, сроки и стоимость производства монтажных работ.

7.8.3 Перегородки производственных помещений

При разделении по технологическим или санитарным условиям перегородками производственных помещений одинаковыми по пожарной опасности, требования к перегородкам определяются в технологической части проекта.

При проектировании перегородок для нового строительства (реконструкции) предпочтение отдавать перегородкам высокой готовности или из облегчённых строительных конструкций.

7.9 Цифровизация и информационные технологии (за исключением систем автоматизации технологических процессов)

7.9.1 Принципы построения ИТ-ландшафта и цифровизации (за исключением систем автоматизации технологических процессов)

7.9.1.1 Построение ИТ-ландшафта Общества для офисной сети, а также в части получения/сбора данных из АСУТП должно осуществляться в соответствии с требованиями РК 006 и И 6.3-223. Все приобретаемые программные и аппаратные компоненты должны рассматриваться как часть единой цифровой платформы, требования к которой изложены в РК 006 и поддерживать методы интеграции в ИТ-ландшафт Общества в соответствии с положениями И 6.3-223. Выделенным программным продуктом для централизованного хранения наиболее ценных для Общества данных, а также их индексации и маршрутизации является «Озеро данных».

7.9.1.2 Проекты в области ИТ и цифровизации Общества (ИТ-проекты) должны осуществляться в соответствии с И 6.3-258.

7.9.1.3 Задачи и проекты по автоматизации/ цифровизации должны выполняться по утвержденной блок-схеме автоматизируемого бизнесс-процесса.

7.9.2 Требования к обеспечению информационной безопасности

7.9.2.1 Обеспечение информационной безопасности на объектах цифровизации должно выполняться согласно И 6.3-055.

7.9.2.2 Централизованное управление правами доступа к элементам ИТ-ландшафта, управление доступом к программным продуктам и их ресурсам должны реализовываться как единый бизнес-процесс заявок на доступ в системе IDM (One Identity Manager) в соответствии с И 6.3-055.

7.9.3 Управление жизненным циклом информационных технологий (за исключением автоматических систем управления технологическими процессами)

7.9.3.1 Планирование и осуществление замены ИТ оборудования и порядок управления жизненным циклом компонентов инфраструктуры ИТ должны определяться на основе И 6.3-070, с учётом требований производителя и уровня технической поддержки.

7.9.3.2 Изменение и/или расширение функциональности эксплуатируемых в Обществе ИТ-платформ и их модулей заявляется согласно И 6.3-060. Реализация заявленных требований осуществяяется в рамках бизнес-процесса в соответствии с И 6.3-128 и И 6.3-020.

7.9.3.3 Выбор модели ИТ оборудования или программного обеспечения осуществляется на основе комплексной оценки, проводимой согласно иструкции И 6.3-070, Комплексаная оценка должна проводиться отдельно для аппаратного и программного обеспечения и учитвать следующие факторы: срок службы, производителя (отечественный/иностранный), возможность изменения/обновления ПО, интеграционные возможности.

7.9.3.4 Определение стадии жизненного цикла компонента инфраструктуры ИТ Общества должно осуществляться в соответствии с таблицей 40.

Таблица 40 - Определение стадии жизненного цикла компонента инфраструктуры ИТ Общества

Компонетнт инфраструктуры ИТ	**In use/ в работе**	**In repair/ в ремонте**	**Expired/ истёк срок службы**	**Disposed/ выведен из эксплуатации**
	Полностью поддерживаемая среда	**Требуется подготовить обновление или замену**	**Только ограниченная поддержка**	**Нет обновлений программного обеспечения, или не доступна поддержка**
Windows ОС	Последняя утвержденная основная версия или пакет обновлений	Дата выпуска следующей основной версии или пакета обновлений	12 месяцев с момента следующего	24 месяца с момента следующего (конец расширенной поддержки)
Linux ОС	Последняя утвержденная основная версия или пакет обновлений	Дата выпуска следующей основной версии или пакета обновлений	6 месяцев с момента следующего	Конец расширенной поддержки (конец производства)
SQL база данных	Последняя утвержденная основная версия или пакет обновлений	Дата выпуска следующей основной версии или пакета обновлений	6 месяцев с момента следующего	12 месяцев с момента следующего (конец расширенной поддержки)
Oracle база данных	Последняя утвержденная основная версия или пакет обновлений	Дата выпуска следующей основной версии или пакета обновлений	6 месяцев с момента следующего	Конец расширенной поддержки (конец поддержки обновлений)
Серверное аппаратное обеспечение	Последняя утвержденная модель аппаратного обеспечения	3 года или 6 месяцев до конца срока действия соглашения о поддержке	4 года или конец срока действия соглашения	Конец срока действия соглашения о поддержке (расширенной)
Аппаратное обеспечение сетевого устройства	Последняя утвержденная модель аппаратного обеспечения	6 месяцев до конца возобновленного срока действия контракт на обслуживание (EoSCR) или дата конца продажи (EOS)	EoSCR или 1 год с даты EOS	4 года с момента EOS или конца срока технического обслуживания аппаратного обеспечения

Компонетнт инфраструктуры ИТ	In use/ в работе	In repair/ в ремонте	Expired/ истёк срок службы	Disposed/ выведен из эксплуатации
	Полностью поддерживаемая среда	**Требуется подготовить обновление или замену**	**Только ограниченная поддержка**	**Нет обновлений программного обеспечения, или не доступна поддержка**
Программное обеспечение сетевого устройства	Последняя утвержденная основная версия или пакет обновлений	Объявление даты конца продажи (EOS), 6 месяцев до EOS	3 года или дата EOS.	4 года или конец срока технического обслуживания программного обеспечения (EoSW)

7.9.4 Требования к оборудованию

7.9.4.1 Устройства пользователей

В качестве устройств пользователей должны использоваться АРМ в составе: монитор, докстанция, клавиатура, мышь, ПК. В зависимости от характера работы и должности пользователя в качестве ПК должны предоставляться: стандартный настольный ПК (категория 1), облегченный ноутбук (категория 2), планшетный ноутбук (категория 3); в качестве средств отображения должны предоставляться: монитор с улучшенными характеристиками (категория 1), монитор стандартный (категория 2).

АРМ используются в течение запланированного установленного срока - стандартные настольные ПК, стандартные и облегченные ноутбуки – пять лет.

Перечень стандартных моделей устройств должен обновляться не менее 1-го раза в год.

Устройства в офисной сети управляются сотрудниками департамента по информационным технологиям, устройства в технологической сети – сотрудниками АСУ ТП.

Замена устройств осуществляется по согласованной в установленном порядке заявке, ввиду производственной необходимости.

Изъятые в ходе плановой замены устройства повторно используются в рамках сохраняющейся функциональности или утилизируются в установленном порядке.

В Общества для пользовательских устройств должны применяться устройства в соответствии с таблицей 41.

Таблица 41 – Пользовательские устройства

Функция/ тип технического средства	Продукт (не хуже)	Технические требования (не менее)	Категория
Стандартный настольный ПК (категория 1)	Lenovo Desktop TC M75q Gen 2 (11JJ0053RU) HP EliteDesk серии 800 Micro	Процессор: - Ryzen5 5600U; - ОП: 16GB DDR4; - SSD: 256GB; - ОС: W10p64	Стандарт

Функция/ тип технического средства	Продукт (не хуже)	Технические требования (не менее)	Категория
		- i3-8100T/i5-2400/Ryzen5 Pro 2400GE; - ОП: 4GB DDR3; - SATA-III: 256GB - i5 12 400/Ryzen5 5600; - SSD: 500GB; - ОС: W10p64/Linux	
Стандартный ноутбук (категория 1)	Lenovo ThinkPad T14 G2 (20W1S3C305) HP EliteBook 445 (5B7E1ES#ACB)	Процессор: - i5/Ryzen5 5600U; - ОП: 16GB DDR4; - SSD: 256GB; - ОС: W10p64; - i5-3320M; - ОП: 4GB DDR3; - SATA-III: 256GB; - i5 1155G7/Ryzen5 5600U; - SSD: 500GB; - ОС: W10p64/Linux	Стандарт
Облегченный ноутбук (категория 2)	Lenovo ThinkPad X13 (20WLS1V505)	Процессор: - Ryzen5 5600U; - ОП: 16GB DDR4; - SSD: 256GB; - ОС: W10p64; - i5-8350U; - ОП: 8GB DDR4; - SATA-III: 256GB; - i5 12450H/Ryzen5 5600U; - SSD: 500GB; - ОС: W10p64/Linux	Стандарт
Планшетный ноутбук (категория 3)	Dell Latitude серии 7200	-	Стандарт
Dock-станция (без категории)	Lenovo ThinkPad USB-C Dock Gen 2 HP USB-C G4	Usb-C совместимая	Стандарт
Монитор с улучшенными характеристиками (категория 1)	HP E27d G4 (6PA56A4) Lenovo L27m-30	Монитор: - разрешение: QHD (2560x1440); - диагональ от 20” до 24”; - разрешение:1920x1080;	Стандарт

Функция/ тип технического средства	Продукт (не хуже)	Технические требования (не менее)	Категория
		- встроенная USB-C док-станция	
Монитор стандартный (категория 2)	HP EliteDisplay E243d 23.8” (1TJ76AA) ThinkVision T24m-10	Монитор: - разрешение:1920x1080; - встроенная USB-C док-станция	Стандарт

Рекомендуемые аксессуары, используемые вместе с пользовательским оборудованием, приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Рекомендуемые акссессуары для использования с пользовательским оборудованием

Функция/ тип технического средства	Продукт	Категория
Гарнитура	Plantronics BlackWire C3215-A (USB-A) Plantronics Voyager 5200	Стандарт
Сумка	HP Foucs Topload	Стандарт
Рюкзак	HP Classic	Стандарт
Мышь	• Logitech B110 (проводная); • Logitech M185 (беспроводная)	Стандарт
Клавиатура	• Logitech K120 (проводная); • Logitech K270 (беспроводная)	Стандарт
Комплект (мышь+клавиатура)	Logitech MK270	Стандарт

7.9.4.2 Сети

Сеть должна строиться по топологии «звезда» с центральным узлом в городе Челябинске и иметь резервирование.

Офисные локации и производственные площадки (ТЭС, ВЭС, СЭС), должны иметь соединения посредством двух независимых операторов связи.

Магистральные каналы связи площадок должны быть реализованы с помощью 2-го и 3-го уровней модели TCP/IP.

Для площадок со средним трафиком более 10 Мб/с, должно быть организовано подключение посредством волоконно-оптической линии.

Для площадок со средним трафиком менее 10 Мб/с, допустимо применение технологий «ADSL», «WiMax», а также VPN-доступ через сеть Интернет.

Офисная сеть должна обеспечивать сетевые соединения со скоростью 1 Гб/с для рабочих мест.

Просмотр страниц в интернете должен маршрутизироваться через центральный узел в городе Челябинске.

Соединения к интернету всегда должны иметь шлюз безопасности и установленную Систему обнаружения/предотвращения несанкционированного проникновения (IDS/IPS).

В Общества для предоставления сетевых услуг для корпоративной офисной компьютерной сети должны применяться технологии в соответствии с таблицей 43.

Таблица 43 - Технологии для предоставления сетевых услуг в Обществе

Функция/ Тип технического средства	**Продукт**	**Категория**
Точки доступа к беспроводной ЛВС	«Huawei»	Стандарт
Контроллеры беспроводной ЛВС и служб EWN/GWN/MWN	«Huawei»	Стандарт
Контроллеры беспроводной ЛВС и служб REWN/RGWN/RMWN	«Huawei»	Допустимая
Контроллеры беспроводной ЛВС	«Huawei»	Допустимая
Распределение нагрузки	HA Proxy, KeepAlived	Допустимая
Веб Proxy	Squid	Допустимая
Антивирус трафика	«Kaspersky»	Стандарт
Система обнаружения / предотвращения несанкционированного проникновения (IDS/IPS)	АПКШ «Континет»	Допустимая
Система обнаружения / предотвращения несанкционированного проникновения (IDS/IPS)	АПКШ «Континет»	Допустимая
Система обнаружения /предотвращения несанкционированного проникновения (IDS/IPS)	АПКШ «Континет»	Допустимая
Шлюз безопасности	АПКШ «Континет»	Допустимая
VPN	«КриптоПРО»	Допустимая
Маршрутизатор	«Элтекс»	Стандарт
Маршрутизатор	«Аквариус»	Допустимая
Маршрутизатор	«Т-КОМ»	Допустимая
Коммутатор	«Элтекс»	Стандарт
Коммутатор	«Аквариус»	Допустимая
Коммутатор	«Т-КОМ»	Допустимая
Мониторинг сети	«Zabbix»	Стандарт

Для предоставления сетевых услуг в корпоративной офисной компьютерной сети должно применяться оборудование:

а) устройства пограничного уровня, ядра сети и уровня агрегации;

б) коммутаторы уровня доступа.

7.9.4.3 Сервера

Для серверов приложений в качестве платформы должны использоваться операционные системы «Astra Linux» «Free BSD», «Ubuntu» и «Alt Linux».

Приоритетно должны использоваться виртуальные сервера.

Допускаются к использованию физические сервера с обоснованием необходимости применения.

Создание виртуальных серверов должно проводиться на основе стандартных шаблонов.

Виртуальные сервера и группы виртуальных серверов должны быть переносимыми между центрами обработки данных.

Архитектура платформы (физической и виртуальной) основана на решениях с высокой доступностью и резервированием с высоким коэффициентом готовности.

В Общества для предоставления серверных услуг должны применяться технологии в соответствии с таблицей 44.

Таблица 44 - Технологии для предоставления серверных услуг, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Платформа виртуализации	«zVirt»	Допустимая
Платформа предоставления удаленного доступа приложений	«Термит»	Допустимая
VMware/Oracle VM/Hyper-V Hosts	• «Lenovo ThinkSystem»; • «Huawei»	Допустимая
Физические серверы Windows	• «Lenovo ThinkSystem»; • «Huawei»	Допустимая

7.9.4.4 Телефонные системы

Телефонная связь должна основываться на цифровых технологиях.

Основной технологией телефонной связи в Общества является IP-телефония.

Телефонная связь между площадками должна осуществляться по технологии «voice over IP».

Сеть IP-телефонии Общества должна обеспечивать возможность унифицированных коммуникаций – голосовую связь, факсимильную связь, передачу текстовых сообщений.

Все телефонные системы должны иметь централизованное управление.

В Общества для оказания услуг телефонной связи и конференций должны применяться технологии в соответствии с таблицей 45.

Таблица 45 - Технологии для оказния услуг телефонной связи, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Центральная АТС IP-телефонной связи	«Коралл»	Допустимая
Центральная АТС IP-телефонной связи	«Элтекс»	Стандарт
Голосовой шлюз	«Элтекс»	Стандарт
IP-телефон руководителя	«Элтекс»	Стандарт
IP-телефон руководителя	«Коралл»	Допустимая
IP-телефон	«Элтекс»	Стандарт
IP-телефон	«Коралл»	Допустимая

7.9.4.5 Центры обработки данных и серверные

Основные центры обработки данных должны соответствовать требованиям к отказам устойчивости в работе на уровне 99,982 %.

При управлении данными Общества должна учитываться принятая конфигурация корпоративной сети, состоящая из двух центров обработки данных в Челябинске, каждый из

которых должен соответствовать требованиям к отказам устойчивости в работе на уровне 99,982 %.

На каждой электростанции должен быть организован станционный (не основной) центр обработки данных, соответствующий требованиям к отказам устойчивости в работе на уровне 99,749 %.

В Общества для реализации функций центров обработки данных должны использоваться технологии в соответствии с таблицей 46.

Таблица 46 - Технологии для реализации функций центров обработки данных в Обществе

Функция/ Тип технического средства	**Продукт/ согласасующее подразделение**	**Категория**
Питание энергией	Категория надёжности 1 особая	Стандарт
Охлаждение	Наличие автоматизированного комплекса по поддержанию температуры	Допустимая
Система бесперебойного электропитания	«Питон»	Допустимая
Противопожарная защита	На основе газа	Допустимая

7.9.4.6 Устройства печати

Вся печать должна производиться централизованно через сервера печати за исключением персональных принтеров, установка которых регламентируется и одобряется в каждом конкретном случае.

Установка персональных принтеров допустима только там, где нет альтернативы использования сетевых многофункциональных устройств.

Печатные устройства, поддерживающие аутентификацию на основании идентификационного номера пользователя или смарт-карты, должны иметь эту функцию, настроенную по умолчанию.

Каждый пользователь должен иметь возможность печати на любом печатном устройстве в соответствии с установленными требованием печатаемых документов по размеру листа, цветности и количеству копий.

В Общества для управления печатью и копированием документов должны применяться технологии в соответствии с таблицей 47.

Таблица 47 - Технологии, применяемые в Обществе для управления услугами печати и копирования документов

Функция/ тип технического средства	**Продукт**	**Категория**
Инструмент для управления принтерами и ведения по ним отчетности	«Смарт Принт»	Допустимая
Инструмент для управления принтерами и ведения по ним отчетности	«Катюша»	Допустимая
Сетевой принтер / черно-белый	«Катюша»	Допустимая
Сетевой принтер / цветной принтер	«Катюша»	Допустимая
Сетевой многофункциональный принтер	«Катюша»	Допустимая

7.9.5 Требования к программному обеспечению

Для систем управления базами данных Общества стандартной технологией является «Postgre Pro».

Базы данных информационных систем, находящихся в режиме промышленной эксплуатации, должны иметь функцию подключения к программному мониторингу.

Для среды «SQL» в качестве решения с высоким коэффициентом готовности должен использоваться мониторинг «SQL» на активных узлах.

В Общества для управления базами данных информационных систем должны применяться технологии в соответствии с таблицей 48.

Таблица 48 - Технологии для управления базами данных информационных систем, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
База данных PosgreSQL	«Posgtres Pro»	Стандарт
База данных PosgreSQL	«Proxima DB»	Стандарт
Администрирование баз данных PostgreSQL	«Proxima DB»	Стандарт

Структура хранения данных вне зависимости от используемой технологии (см. таблицу 36) должна соответствовать требованию РК 006. Используемые базы данных должны быть включены в Озеро данных и связаны между собой стандартными сервисами интеграции.

7.9.6 Требования к прикладному программному обеспечению

При принятии решений о внедрении новых программных продуктов в Общества предпочтительной является коробочные решения отечественного производства, при условии их соответствия алгоритмам наших бизнес-процессов и положениям РК 006. В случае отсутствия готового коробочного решения под бизнес-задачу, разработка решения ведется на базе существующей в Общества платформы «Озеро данных» (платформа ELMA365).

Используемые приложения должны обеспечивать максимальную степень интеграции. При этом использование приложений, не позволяющих обмениваться информацией со смежными системами в режиме совместного использования данных, не рекомендуется, но допускается при отсутствии вариантов реализации.

В Общества должны применяться бизнес-приложения в соответствии с таблицей 49.

Таблица 49 - Бизнес-приложения, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Автоматизация бизнес-процессов	«1С»	Допустимая
Средства описания бизнес-процессов	«SILA union»	Стандарт
Средства описания рисков и управления ими	«ELMA 365»	Стандарт
Управление закупками	«1С»	Допустимая
Управление персоналом	«1С»	Стандарт
Учёт рабочего времени сотрудников	«1С»	Стандарт
Расчёт заработной платы	«1С»	Допустимая
Управление командировками	«1С»	Допустимая
Управление документооборотом (организационно-распорядительной документацией)	«ELMA 365»	Стандарт
Управление документооборотом (договорная работа)	«ELMA 365»	Стандарт

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Управление платежами	«1С»	Допустимая
Организация совместной работы (общих файловых ресурсов)	«ELMA 365»	Стандарт
Организация интранет-ресурсов	«ELMA 365»	Стандарт
Корпоративный веб-портал	«ELMA 365»	Стандарт
Информационные панели руководителей	«ELMA 365», Vismind	Стандарт
Управление ремонтами	«1С»	Допустимая
Управление сбытом тепловой энергии (розничные продажи)	«1С»	Стандарт
Управление сбытом электроэнергии и мощности (учётные функции)	«1С»	Допустимая
Системы бизнес-аналитики (Business Intelligence)	«1С»	Допустимая
Управление малыми инвестиционными проектами	«1С»	Допустимая
Управление крупными инвестиционными проектами	«1С»	Допустимая
Организация архива финансовых документов	«ELMA 365»	Стандарт
Организация архива кадровых документов (персональный файлов сотрудников)	«ELMA 365»	Стандарт
Организация архива технической документации	«ELMA 365»	Допустимая
Управление активами (недвижимым имуществом)	«SAP ERP»	Допустимая
Система регистрации и мониторинга технических инцидентов и сбоев	«ELMA 365», собственная Java-разработка	Стандарт

В Общества должны применяться утилиты (узкоспециализированное программное обеспечение) в соответствии с таблицей 50.

Таблица 50 - Утилиты, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Средства работы с чертежами и схемами	«NanoCAD»	Допустимая
	«Афтограф»	Допустимая
Средства для работы с файлами (файловые менеджеры)	«Far Manager»	Допустимая
Средства криптографичекой защиты	«СКЗИ «КриптоПро»	Допустимая
Архивирование файлов	«7-Zip»	Допустимая
Антивирус	«Kaspersky»	Стандарт

В Общества должны применяться информационные базы данных в соответствии с таблицей 51.

Таблица 51 - Информационные базы данных, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Справочно-правовые системы	«Консультант+»	Стандарт
Базы технических стандартов	«ТехЭксперт»	Стандарт
Базы для расчёта смет	«Гранд-Смета»	Стандарт

В Общества должно применяться производственное (используемое на производственных площадках для автоматизации анализа и планирования производственной

деятельности, но не применяемое для непосредственного управления энергогенерирующим оборудованием) программное обеспечение в соответствии с таблицей 52.

Таблица 52 - Производственное программное обеспечение, применяемое в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Метрология	АРМ «Метролог»	Стандарт
Управление технической инфраструктурой тепловых сетей	«Zulu»	Допустимый
Расчёт параметров технических объектов	АРМ «Расходомер ИСО»	Стандарт
Мониторинг графиков выдачи мощности (диспетчерские графики)	«Дельта/8»	Стандарт

7.9.7 Требования к системе хранения данных

Управление хранением данных должно быть централизованным. Для управления устройствами хранения данных, сетевыми устройствами и технологией виртуализации должны использоваться общие инструменты администрирования.

Устройства хранения данных должны соответствовать установленным требованиям по емкости, эффективности и пропускной способности, по обеспечению возможности создания виртуальной среды.

Устройства хранения используются в течение запланированного установленного срока – не более 5 лет с момента ввода в эксплуатацию.

В устройствах хранения данных должны использоваться динамическое выделение емкости и автоматическое разделение на сегменты.

Используемые емкостные единицы и коммутирующая матрица сети хранения данных (SAN) должны быть основаны на технологии со скоростью не менее 16 Гб/с.

Архитектура сети хранения данных должна обеспечивать резервирование всех узлов, устройств хранения данных, а также устройств и каналов сети хранения данных, как это представлено на рисунке 4.

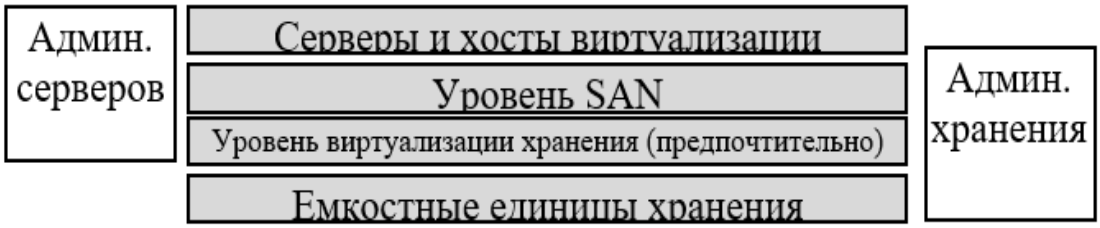

Рисунок 4 - Архитектура сети хранения данных

В Общества для выполнения функций по хранению данных должны применяться технологии в соответствии с таблицей 53.

Таблица 53 - Технологии для выполнения функций по хранению данных, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Система хранения данных (SAN)	«Huawei OcenStor»	Стандарт
Система хранения данных (SAN)	«Huawei Dorado»	Допустимая
Система хранения данных (SAN)	«MacroSan»	Допустимая
Коммутаторы сетей хранения данных	«Huawei OcenStor»	Стандарт

7.9.8 Требования к системе резервного копирования, восстановления и архивирования

Резервное копирование должно быть доступно для систем хранения данных и серверов.

Резервное копирование и восстановление должны осуществляться в соответствии с паспортом информационной системы.

Системы резервного копирования, восстановления и архивирования данных должны проходить испытания и проверяться совместно поставщиком услуг и департаментом по информационным технологиям ПАО «Форвард Энерго» в соответствии с согласованным графиком.

В Общества для выполнения резервного копирования, восстановления и архивирования данных должны применяться технологии в соответствии с таблицей 54.

Таблица 54 - Технологии для выполнения резервного копирования, восстановленияи архивирования, применяемые в Обществе

Функция/ Тип технического средства	Продукт	Категория
Создание резервной копии и восстановление из резервной копии	«Кибер бэкап»	Допустимая
Дисковые устройства резервного копирования	«Huawei OcenStor 4500, 3620, 3650»	Стандарт
Архивирование почтовых сообщений	«Кибер бэкап»	Допустимая
Системное администрирование систем резервного копирования, восстановления, архивирования	«Кибер бэкап»	Допустимая
Мониторинг систем резервного копирования, восстановления, архивирования	«Кибер бэкап»	Допустимая

7.9.9 Требования к программному обеспечению для управления инфраструктурой ИТ

Все компоненты инфраструктуры ИТ должны включаться в систему управления инфраструктурой ИТ, которая обеспечивает инструменты для учета компонентов инфраструктуры, мониторинга и управления их состоянием.

Система управления инфраструктурой ИТ должна являться комплексной и включать в себя элементы различного типа (средства для мониторинга работы аппаратных средств, приложений, инструменты регистрации и обработки обращений пользователей, конфигурирования и т.д.).

Структура системы управления инфраструктурой ИТ приведена на рисунке 5.

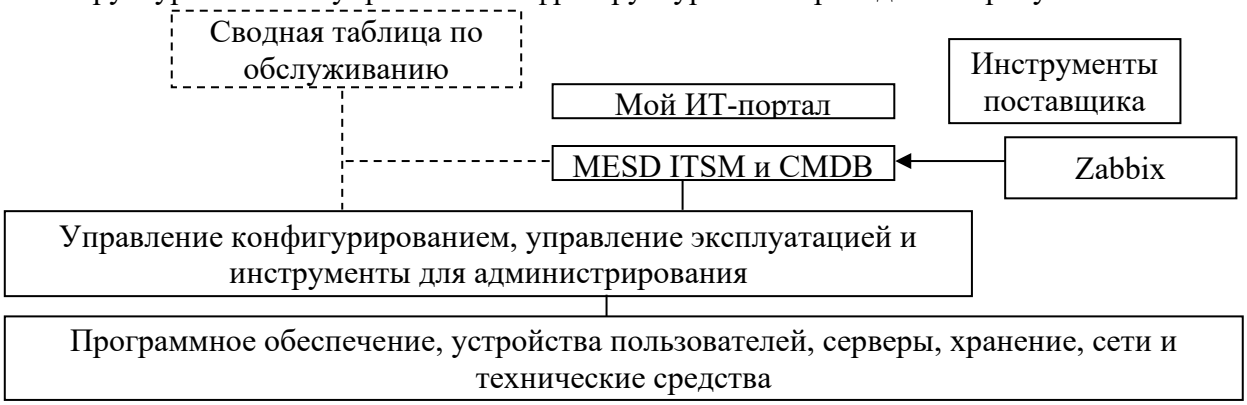

Рисунок 5 - Структура системы управления инфраструктурой ИТ

Инструменты системы управления инфраструктурой ИТ не должны мешать работе систем, серверов или сетей.

Работа системы управления инфраструктурой ИТ должна базироваться на данных о состоянии управляемых систем (системные события), учет которых должен выполняться централизовано.

Вся информация по инфраструктуре ИТ Общества, включая конфигурации и информацию в инструментах поставщиков, должна быть доступна для управления и формирования отчетности.

В Общества для управления инфраструктурой ИТ должны применяться технологии в соответствии с таблицей 55.

Таблица 55 - Технологии, применяемые в Обществе для управления инфраструктурой ИТ

Функция/ тип технического средства	Продукт	Категория
Управление ИТ-услугами и MESD CMDB	«ManageEngine Service Desk»	Стандарт
Каталог услуг для конечных пользователей	«ManageEngine Service Desk»	Стандарт
Управление конфигурированием (распространение программного обеспечения, предоставление обновлений для системы безопасности, ведение учета аппаратного и программного обеспечения)	«Manage Engine Desktop Central»	Стандарт
Управление эксплуатацией (обслуживание, мониторинг программного и аппаратного обеспечения, а также управление событиями)	«Zabbix»	Допустимая
Администрирование виртуальных серверов	«zVirt»	Допустимая
Управление защитой Exchange и рабочих мест Windows	«Kaspersky End-point Security»	Стандарт

7.10 Обеспечение надежности оборудования

7.10.1 Основные принципы обеспечения надежности оборудования включают реализацию следующих направлений:

а) стратегическое управление надежностью (повышение надежности выделенной части оборудования заменой наиболее ответственных элементов и объектов);

б) оперативное управление надежностью (способы и приемы повышения надежности объекта или его части проведением ремонта, модернизации, дооснащения, выполнением специальных работ по реконструкции);

в) антикризисное управление надежностью (восстановление нормального состояния оборудования или объекта выполнением аварийных ремонтов при росте числа отказов в результате массового проявления технических дефектов тех или иных конструкций или узлов оборудования, воздействия неблагоприятных климатических и погодных явлений, паводка, пожаров, техногенных аварий);

г) развитие методического и программного обеспечения организации расследования технологических нарушений, сбора и учета информации, анализа для оптимизации надежности оборудования для этапов планирования развития и эксплуатации;

д) организация нормативно-технического обеспечения, разработка и пересмотр соответствующих номративных документов, включая методические указания по заполнению актов расследования технологических нарушений со сводными классификаторами, по определению экономического ущерба от нарушения работы оборудования, по оценке надежности оборудования по данным эксплуатации, а также анализу и оптимизации (обеспечение) надежности на этапах планирования развития и проектирования;

е) разработка требований к информационному обеспечению задач надежности, организация мониторинга и статистического анализа аварийности оборудования с получением необходимых показателей надежности (параметр потока отказов, интенсивность восстановления, недоотпуск электроэнергии, ущерба и др.), формирование и поддержание информационных баз, разработка и внедрение современных систем расследования, оформления технологических нарушений и анализа базы данных по аварийности в надежностных показателях регистрации аварийных событий и процессов;

ж) совершенствование требований по показателям надежности к энергетическому оборудованию, включая системы защиты и автоматики, на этапах проектирования, закупок, эксплуатации (диагностика, мониторинг, тестирование, испытание);

и) разработка и обоснование критериев оценки состояния основного оборудования;

к) реализация системы мониторинга технического состояния основных элементов оборудования;

л) совершенствование планирования и организации ремонтов с учетом фактора надежности;

м) обеспечение длительной консервации тепломеханического оборудования с использованием плёнкообразующих аминов;

н) внедрение автоматизированной системы планирования ремонтов;

п) выполнение диагностики состояния теплосетевого оборудования, направленной на выявление дефектов и предотвращение возможных технологических нарушений;

р) применение для магистральных трубопроводов тепловых сетей диаметром 500 мм и более, проложенных в труднодоступных местах (автомагистрали, перекрестки и т.п.) в гильзах или непроходных каналах, дистанционной внутритрубной диагностики.

7.10.2 Порядок формирования, согласования, утверждения, бюджетирования и контроля исполнения программ технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений, тепловых сетей Общества осуществляется в соответствии с И 6.3-204.

7.10.3 Наиболее существенное повышение эффективности эксплуатации оборудования обеспечивается по следующим направлениям:

а) использование в работе нового, современного оборудования с применением сервисных работ;

б) разработка стратегии и планов реализации постепенной замены аналоговой аппаратуры измерения и управления на цифровые системы с учетом сложившихся практик по применению однотипной аппаратуры;

в) переход к ремонтам на основе оценки технического состояния с внедрением надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния оборудования без вывода оборудования из работы;

г) механизация выполнения работ на оборудовании электростанций;

д) оптимизация аварийного резерва оборудования, четкая организация ликвидации аварийных ситуаций;

е) улучшение противопожарного состояния.

7.10.4 В соответствии с конструктивными особенностями, технологией и условиями производства работ, структурой управления оборудованием организацию обслуживания необходимо осуществлять силами специально подготовленного и прошедшего обучение персонала, специализирующегося на проведении основных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту энергетического оборудования.

7.10.5 Все расходные материалы/ быстроизнашивающиеся детали, подвергающиеся естественному износу (коррозии, усушке и пр.) подлежат замене в период планово-предупредительных ремонтов, в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей или в соответствии с внутренними регламентами, разработанными на каждый вид материалов/деталей, утвержденными в установленном порядке.

7.10.6 Основные направления программы снижения потерь, повышения надежности и качества работы оборудования:

а) обеспечение изменений в нормативно-технической базе для создания условий по снижению потерь и повышению надежности и качества работы оборудования;

б) разработка типовой методологии, формирования и исполнения проектов (локальных программ) по снижению потерь, повышению надежности и качества работы оборудования;

в) методическое и нормативное обеспечение для оперативного управления информационно-технологических систем и систем связи.

7.11 Предупреждение аварийности, чрезвычайных ситуаций и пожаров на энергообъектах Общества

7.11.1 Основные направления программы анализа аварийности и повреждаемости оборудования по статистическим данным эксплуатации:

а) учет и накопление статистики повреждаемости;

б) анализ причин и их классификация;

в) прогнозирование предполагаемых повреждений на основе статистико-аналитического подхода;

г) дефектация инструментальными методами диагностики;

д) составление ведомостей объемов работ на ожидаемый аварийный, неплановый или плановый кратковременный останов оборудования для текущего ремонта;

е) организация подготовительных работ и входной контроль основных и вспомогательных материалов;

ж) организация и проведение намеченных работ по восстановительному ремонту, профилактической диагностике и дефектации визуальными и инструментальными методами и превентивной замене участков;

з) контроль за проведением и приемка оборудования после выполнения ремонтных работ;

и) контроль (мониторинг) за эксплуатационными нарушениями, разработка и принятие мер по их предотвращению, совершенствование организации эксплуатации.

7.11.2 Основные направления программы предупреждения чрезвычайных ситуаций и пожаров на энергообъектах Общества:

а) разработка и внедрение инженерно-технических мероприятий при чрезвычайных ситуациях природного характера;

б) разработка и внедрение инженерно-технических мероприятий при чрезвычайных ситуациях техногенного характера;

в) разработка и внедрение инженерно-технических мероприятий гражданской обороны;

г) соблюдение требований к системам обнаружения пожара.

При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении градирен необходимо применять оросители и водоуловители выполненные из материалов с показателями пожарной опасности представленными в таблице 56 (в соответствии с рекомендациями ФГБУ ВНИИПО МЧС России «Пожарная опасность материалов оросителей и водоуловителей градирен»).

Таблица 56 - Показатели пожарной опасности

№	Показатели пожарной опасности, нормативный документ на метод испытаний	Допустимые значения показателей[4]
1	Группа горючести, ГОСТ 30244	Г1, Г2
2	Группа воспламеняемости, ГОСТ 30402	В1, В2
3	Группа дымообразующей способности, ГОСТ 12.1.044 (пункт 4.18)	Д1-Д3
4	Группа токсичности продуктов горения, ГОСТ 12.1.044 (пункт 4.20)	Т1, Т2
5	Температура воспламенения, °С, ГОСТ 12.1.044 (пункт 4.7)	не менее 340
6	Температура самовоспламенения, °С, ГОСТ 12.1.044 (пункт 4.8)	не менее 500
7	Теплота сгорания, МДж/кг	не более 21

Отклонения от допустимых значений показателей таблицы допустимы только по решению Технического совета Общества.

7.11.3 При проведении реконструкции зданий и сооружений, а так же на объектах нового строительства в зданиях I и II степеней огнестойкости для обеспечения требуемого предела огнестойкости несущих металлических элементов здания, отвечающих за его общую устойчивость и геометрическую неизменяемость при пожаре, следует применять конструктивную огнезащиту ГОСТ Р 53295 (пункт 3.6). Применение тонкослойных огнезащитных покрытий по ГОСТ Р 53295 (пукнт 3.13) для стальных конструкций, являющихся несущими элементами зданий I и II степеней огнестойкости, допускается только для конструкций с приведенной толщиной металла согласно ГОСТ Р 53295 не менее 5,8 мм;

7.11.4 Системы обнаружения пожара (установки и системы пожарной сигнализации) должны обеспечивать автоматическое обнаружение пожара за время, необходимое для включения систем оповещения о пожаре в целях организации безопасной (с учетом допустимого пожарного риска) эвакуации людей в условиях конкретного объекта. Эти системы должны быть установлены на объектах, где воздействие опасных факторов пожара может привести к травматизму и (или) гибели людей. Перечень объектов, подлежащих оснащению указанными системами установлен в СП 484.1311500.

7.11.5 Автоматическая пожарная сигнализация должна монтироваться в зданиях и сооружениях в соответствии с проектной документацией, разработанной и утвержденной в установленном порядке. В зависимости от разработанного при её проектировании алгоритма она должна обеспечивать автоматическое обнаружение пожара, подачу управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией

[4] Для всех материалов оросителей и водоуловителей рекомендуется определять и декларировать показатели, представленные в таблице, при этом их численные значения должны находится в установленных пределах. Декларируемые показатели должны определяться в аккредитованной испытательной лаборатории и обеспечиваться системой производственного контроля качества предприятия-изготовителя

людей, приборы управления установками пожаротушения, технические средства управления системой противодымной защиты, инженерным и технологическим оборудованием, а также автоматическое информирование дежурного персонала о возникновении неисправности линий связи между отдельными техническими средствами, входящими в состав пожарной сигнализации.

7.11.6 Пожарные извещатели и иные средства обнаружения пожара должны располагаться в защищаемом помещении таким образом, чтобы обеспечить своевременное обнаружение пожара в любой точке этого помещения.

Системы пожарной сигнализации должны обеспечивать подачу светового и звукового сигналов о возникновении пожара на приемно-контрольное устройство в помещении дежурного персонала или на специальные выносные устройства оповещения.

7.11.7 Автоматические установки пожарной сигнализации должны быть оборудованы источниками бесперебойного электропитания.

7.11.8 В системах пожарной сигнализации и пожаротушения рекомендуется применять:

а) интеллектуальные дымовые извещатели с самодиагностикой, выдающие информацию на ручной пульт дистанционного опроса;

б) при проектировании системы пожаротушения для помещений, где при тушении пожара вода может нанести значительный ущерб оборудованию и материалам рекомендуется применять газовое тушение пожара, только в случае если в указанных помещениях нет постоянных рабочих мест.

7.12 Повышения эффективности

7.12.1 Программа повышения эффективности топливоиспользования тепловых станций включает в себя следующие направления:

а) разработка и реализация эффективной системы учета и анализа технико-экономических показателей;

б) разработка и реализация программного комплекса оптимизации режимов работы оборудования, выбора состава и оптимального распределения электрической и тепловой нагрузки, в соответствии с текущей ситуацией на рынках топлива, электроэнергии и мощности;

в) разработка и реализация процесса непрерывного повышения эффективности топливоиспользования (унифицированная организация работы по непрерывному повышению эффективности топливоиспользования);

г) проведение энергетических обследований энергообъектов Общества с разработкой мероприятий по энергосбережению и повышения энергетической эффективности;

д) разработка и реализация программ по энергосбережению и повышения энергетической эффективности;

е) разработка и внедрение систем мотивации персонала на улучшение технико-экономических показателей;

7.12.2 Ключевые направления в повышении эффективности системы управления охраной труда и экологической безопасностью:

а) сохранение жизни и здоровья работников, охрану окружающей среды, рациональное использование природных ресурсов, снижение негативного влияния на окружающую среду;

б) постоянное совершенствование системы управления охраной труда и системы управления экологической безопасностью, которые являются неотъемлемыми составляющими всех видов деятельности;

в) снижение воздействия вредных и опасных факторов, влияющих на окружающую среду, профессиональную безопасность и здоровье сотрудников;

г) эффективное и бережное использование природных ресурсов;

д) сокращение выбросов парниковых газов;

е) вовлечение персонала в решение вопросов, связанных с экологической, профессиональной безопасностью и здоровьем, сокращением производственных рисков;

ж) планирование и реализация мероприятий, направленных на улучшение условий труда собственного персонала и персонала подрядных организаций, повышение культуры безопасности, а также проведение лечебно-профилактических и социально-экономических мероприятий.

7.12.3 Ключевые направления в повышении эффективности системы управления промышленной безопасностью:

а) совершенствование структуры управления промышленной безопасностью и ее места в общей системе управления эксплуатирующей организации;

б) оптимизация материального и финансового обеспечения мероприятий, осуществляемых в рамках системы управления промышленной безопасностью;

в) организация на основе интернет-ресурсов информационного обеспечения в рамках системы управления промышленной безопасностью;

г) формирование стратегии развития системы управления промышленной безопасностью;

д) разработка основных положений и проведение единой технической, организационной и экономической политики, обеспечивающей неуклонное повышение надёжности и безопасности энергетического производства с соблюдением законодательных и нормативно-технических актов в области промышленной безопасности;

е) организация и координация взаимодействия в области промышленной безопасности с экспертными и консалтинговыми организациями;

ж) повышение эффективности осуществления производственного контроля.

7.13 Аттестация оборудования, технологий и материалов

7.13.1 Оборудование, технологии и материалы, применяемые в Обществе, должны соответствовать действующему законодательству РФ.

7.13.2 Аттестация оборудования, технологий и материалов как элемент входного контроля включает в себя:

а) приемку новых (не применявшихся ранее на объектах Общества) видов оборудования, технологий и материалов отечественного производства;

б) проверку на обязательное наличие сертификатов на оборудование, технологии и материалы импортного производства (в рамках обязательной сертификации на соответствие техническим регламентам РФ, которую проводят независимые органы по сертификации);

в) организацию контрольных испытаний технологий, материалов, серийно выпускаемого оборудования;

г) предупреждение и исключение приобретения для объектов Общества оборудования, технологий и материалов, не соответствующих требованиям стандартов, отраслевой и внутренней нормативной документации, условиям применения.

7.14 Обучение, инструктаж персонала Общества по обслуживанию вновь вводимого (реконструированного) оборудования

7.14.1 При составлении ТЗ на поставку оборудования пункт «Дополнительные требования к составу коммерческого предложения» Технического задания необходимо дополнить требованием о проведении обучения/ инструктажа персонала Общества, непосредственного выполняющего работы по эксплуатации и ремонту поставляемого оборудования, в имеющихся у производителя центрах или путем организации выездных курсов по месту установки поставляемого оборудования с привлечением специалистов производителя.

7.14.2 При проведении модернизации оборудования на энергообъекте или при изменении программного обеспечения в случае необходимости предусмотрено направление специалистов в специализированные центры для переподготовки, либо обучение по месту с привлечением специалистов производителя.

7.15 Экологическая безопасность, топливообеспечение, водоснабжение и водоотведение

7.15.1 Техническая политика в области экологической безопасности определяется необходимостью соблюдения экологических норм и требований (ограничений), включая обязательные требования, установленные законодательством Российской Федерации об охране окружающей среды, предъявляемые к хозяйственной и иной деятельности обязательные условия, ограничения или их совокупность, установленные законами, иными нормативными правовыми актами, природоохранными нормативами и иными нормативными документами в области охраны окружающей среды.

7.15.2 Основные направления общесистемных мер в области экологической безопасности:

Использование наилучших доступных технологий, в том числе:

а) использование новых более эффективных технологий производства электроэнергии на базе органических видов топлива, обеспечивающих значительное уменьшение расхода топлива на выработку энергии и негативного воздействия на окружающую среду;

б) - использование эффективных технологий производства электроэнергии на базе ВИЭ, обеспечивающих минимальное негативное воздействие на окружающую среду;

в) оптимизация структуры генерирующих мощностей Общества с учетом состояния окружающей среды в местах их размещения.

7.15.3 Реализация перспективных технологий, включая использование парогазовых технологий, проводится с обязательной оценкой воздействия на окружающую среду.

7.15.4 При этом, в случае необходимости, для обеспечения требуемых нормативов качества окружающей среды внедряются дополнительные технологические мероприятия, устанавливается природоохранное оборудование (передовые технологии подготовки воды и очистки стоков, технологические методы подавления оксида азота, переработка золошлаков в товарные продукты для их использования в других отраслях).

7.15.5 На ТЭС должны также предусматриваться технологические решения, обеспечивающие минимизацию выбросов загрязняющих веществ и нахождение их в пределах установленных нормативных значений, а также снижение количества загрязненных стоков в водные объекты, в частности использованием продувочных вод систем оборотного технического водоснабжения, от химических промывок оборудования, нефтесодержащих вод, сточных вод, водоподготовительных установок.

7.15.6 При водоподготовке уменьшение негативного воздействия на окружающую среду достигается переходом на экологически совершенные мембранные технологии, применение которых позволяет безреагентно на 95 % решить проблему сточных вод ТЭС, и термообессоливающие технологии в условиях вакуума.

7.15.7 Выбросы NO_x при сжигании природного газа в ГТУ могут быть минимизированы за счет использования «сухих» камер сгорания последнего поколения. Энергоблоки с ПГУ не потребуют установки азотоочистки для выбрасываемых в атмосферу дымовых газов.

8 Нормативное обеспечение реализации Технической политики

8.1 В Обществе применяются действующие в электроэнергетике нормативные документы, регламенты АО «СО ЕЭС», а также руководящие документы и стандарты организации.

8.2 Нормативное обеспечение реализации Технической политики включает 2 области:

а) участие в разработке технических регламентов и национальных стандартов;

б) разработка внутренних нормативных документов в рамках проекта по разработке системы менеджмента качества в соответствии с №184-ФЗ.

Лист ознакомления

№ п/п	Должность	ФИО	Дата	Подпись

Лист изменений

№ п/п	Основание	Автор изменений	Дата внесения изменений в документ	Подпись лица, внесшего изменение