



СТАНДАРТ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КОМПЛЕКС
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА»

СТО АО «ТЭК СПб»

ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТРОЕНИЮ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ,
ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И ЗАЩИТЫ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ
ИНФРАСТРУКТУРЫ АСУ ТП ОБЩЕСТВА

Издание официальное

АО «ТЭК СПб»

Санкт-Петербург
2025

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29 июня 2015 г. №162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»; общие положения при разработке и применении стандартов организации- в ГОСТ Р 1.4. «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации- ГОСТ Р 1.5

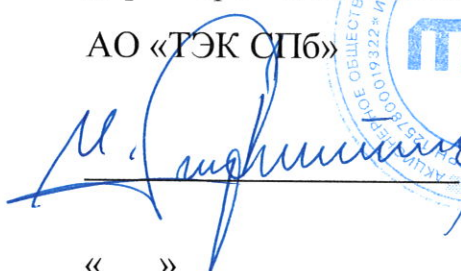
Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН

АО «ТЭК СПб»

2. УТВЕРЖДЁН

Первый заместитель генерального
директора - главный инженер
АО «ТЭК СПб»


И.М. Стренадко

« ____ » _____ 2025 г.

3. ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ

« 18 » 06 2025 г.

Приказ № 378

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Содержание

1.	ВВЕДЕНИЕ.....	5
2.	Область применения	5
3.	Принятые сокращения	6
4.	Назначения АСУ ТП и СД.....	9
5.	Классификация объектов	9
6.	Структура систем АСУ ТП и СД	11
7.	Требования к полемому подуровню технологического управления АСУ ТП...	14
8.	Общие требования к функционалу АСУ ТП	18
9.	Требования к выбору технических средств АСУ ТП и СД.....	25
10.	Требования к контроллерам	26
11.	Требования к аппаратным средствам и программному обеспечению АСУ ТП и СД ЦТП, ПНС и насосных станций смешения.....	33
12.	Требования к аппаратным средствам и программному обеспечению АСУ ТП и СД групповых котельных	34
13.	Требования к аппаратным средствам и программному обеспечению АСУ ТП и СД районных (квартальных) котельных	35
14.	Требования к верхнему подуровню АСУ ТП	37
15.	Требования к эргономике и технической эстетике верхнего подуровня АСУ ТП.....	38
16.	Требования к надежности АСУ ТП	41
17.	Требования к объектам, подключаемым к СД	44
18.	Требования к нижнему подуровню СД.....	45
19.	Требования к выбору технических средств СД.....	46
20.	Требования к верхнему подуровню СД	46
21.	Требования к организации каналов передачи данных нижнего подуровня СД	48
22.	Требования к обеспечению информационной безопасности объектов критической информационной инфраструктуры АСУ ТП	50
23.	Требования к организации присоединения объекта СД к КСПД.....	51
24.	Требования к проектированию АСУ ТП и СД	54
25.	Требования к приему-сдаче СМР и ПНР	64

Приложение 1. Архитектура построения СД.....	66
Приложение 2. Таблица входных/выходных сигналов (Карта регистров)	69
Приложение 3. Типовая схема организации подключения объектов диспетчеризации к КСПД	71
Приложение 4. Исполнительная документация при СМР и ПНР оборудования КИПиА, АСУ ТП, СД подлежащей сдаче при завершении работ по объекту..	72
Приложение 5. Пример кодировок переменных	73

1. ВВЕДЕНИЕ.

Целью настоящего стандарта является утверждение требований к построению и функционированию систем автоматизации и диспетчеризации, проектным и строительно-монтажным работам на объектах Общества, в частности групповых, районных, квартальных и передвижных котельных, ЦТП, ПНС, ДНС, ТГУ, обеспечение соответствия систем автоматизации и диспетчеризации стандартам качества, безопасности и эффективности, а также защиты критической информационной инфраструктуры АСУ ТП объектов АО «ТЭК СПб».

Стандарт устанавливает нормы и требования технического и организационного характера, относящиеся как к вновь создаваемым, так и к модернизируемым (технически перевооружаемым) системам автоматизации, к аппаратным средствам и программному обеспечению, проведению работ по проектированию и внедрению систем управления технологическими процессами и телемеханизации, построению технологических сетей и подключению объектов теплоснабжения Общества к корпоративной сети передачи данных.

Стандарт разработан на основе технической политики Общества, а также требований национальных и международных стандартов.

2. Область применения

Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями и службами Общества и подлежат включению в технические задания к договорам, заключаемым с контрагентами Общества (в целях обязательного соответствия выполняемых в рамках договоров работ положениям настоящего стандарта).

Требования настоящего стандарта распространяются на все производственные объекты АО «ТЭК СПб» в части проектирования при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении котельных, ЦТП, ПНС, ДНС, а также систем автоматизации технологического оборудования.

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, а также при необходимости введения новых требований, рекомендаций и в связи с развитием новой техники.

3. Принятые сокращения

Сокращение	Определение
АГСВ	Автоматизация внутреннего газоснабжения
АИС	Автоматизированные информационные системы
АК	Автоматизация комплексная, раздел проектной документации
АОВ	Автоматизация системы отопления вентиляции
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУП	Автоматизированная система управления производством
АТМ	Автоматизация тепломеханических решений
БД	База данных
БТИ	Бюро технической инвентаризации
ДНС	Дренажная насосная станция
ЕАСДУ	Единая автоматизированная система диспетчерского управления
ИБ	Информационная безопасность
ИМ	Исполнительные механизмы
ИМСД	Исполнительный модуль сбора данных
ИО	Информационное обеспечение
ИОС	Инженерное оборудование и сети
КИИ	Критическая информационная инфраструктура
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КСПД	Корпоративная сеть передачи данных - телекоммуникационная сеть, которая объединяет в единое коммуникационное пространство все офисы, производственные площадки и структурные подразделения компании
КШ	Криптошлюз
ЛСАУ	Локальная система автоматического управления
НСС	Насосная станция смешения
НТД	Нормативно-техническая документация
ОКИИ	Объект критической информационной инфраструктуры
ОР	Общесистемные решения
ОСС	Основные СКАДА-серверы
ПГС	Пневмогидравлической схемы
ПИД	Пропорционально интегрально дифференциальный регулятор
ПЛК	Программный логический контролер
ПНР	Пуско-наладочные работы

ПАК	«Программно-аппаратный комплекс» - комплекс технических и программных средств (программного обеспечения, далее – ПО), работающих совместно для выполнения одной или нескольких специальных задач, являющийся электронной вычислительной машиной или специализированным электронным устройством (устройствами), функционально-технические характеристики которого (которых) определяются исключительно совокупностью ПО и технических средств и не могут быть реализованы при их разделении.
ПНС	Повысительная насосная станция
РД	Рабочая документация
РСС	Резервные СКАДА-серверы
СА	Средства автоматизации
САУ	Система автоматического управления - представляет собой комплекс аппаратных средств, предназначенный для обеспечения автоматического управления группой оборудования или отдельными агрегатами, связанными единым техническим процессом
СД	Система диспетчеризации - это набор аппаратных и программных средств для решения задач удалённого централизованного контроля и учёта параметров и статусов производственных объектов, посредством передачи информации в систему централизации диспетчерского управления и информационно-аналитические системы АО «ТЭК СПб».
СКАДА	Программное обеспечение для визуализации диспетчерского управления и сбора данных
СКАДА RT	Скада рантайм - программный пакет, предназначенный для обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга
СМР	Строительно-монтажные работы
СПО	Специальное программное обеспечение
ТГУ	Теплогенерирующая установка
ТМ	Тепломеханические решения, раздел проектной документации
ТО	Техническое обеспечение
ТУ	Технические условия
ХВС	Холодное водоснабжение
ЦТП	Центрально тепловой пункт
ЧМИ	Человеко-машинный интерфейс
ЩПД	Щит передачи данных

КНС	Канализационная насосная станция
ПТК	Программно-технический комплекс
СКУД	Система контроля и управления доступом
СКЗИ	Средства криптографической защиты информации

4. Назначения АСУ ТП и СД

Системы автоматизации и диспетчеризации представляют собой комплекс мероприятий и программно-технических решений, направленных на выполнение следующих задач:

- обеспечение выполнения установленных заданий по объемам, качеству выработки и распределению тепловой энергии;
- обеспечение надежной и эффективной работы основного и вспомогательного оборудования;
- обеспечение своевременного обнаружения и ликвидации отклонений технологических параметров и параметров, определяющих режим;
- обеспечение своевременного обнаружения и предупреждения аварийных ситуаций, аварийного отключения технологического процесса;
- обеспечение снижения потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов;
- повышение безопасности производства;
- получение достоверной и оперативной информации по технологическим объектам для решения задач оперативного контроля и управления производственными процессами подготовки, учета продукции и ее транспортировки;
- обеспечение первичными данными существующих и вновь внедряемых верхнеуровневых информационных систем.

5. Классификация объектов

В АО «ТЭК СПб» эксплуатируется около 490 потенциальных объектов автоматизации-диспетчеризации, из которых 272 котельные и 218 ЦТП, ПНС, ДНС.

Типы объектов:

- районные котельные;
- квартальные котельные;
- групповые котельные;
- электрокотельные;
- теплогенерирующие установки (ТГУ)
- передвижные (аварийные котельные)

- центральные тепловые пункты (ЦТП);
- повысительные насосные станции (ПНС);
- насосные станции смешения (НСС);
- дренажные насосные станции (ДНС).

Так как строительство, реконструкция, модернизация и техническое перевооружение объектов производились в различных временных интервалах, классификация объектов автоматизации-диспетчеризации осуществляется по следующему принципу:

5.1. С современной автоматизацией - объекты с единой структурой АСУ ТП и ЛСАУ, построенной на базе микропроцессорных технологий ПЛК, панелей оператора, АРМ с системой СКАДА. АСУ ТП представляет собой взаимосвязанную систему программных и аппаратных средств, разделяемых по функциональному назначению. Такие объекты полностью автоматизированы и готовы к диспетчеризации без дополнительной модернизации за исключением монтажа оборудования диспетчеризации.

5.2. С устаревшей автоматизацией – объекты, система автоматизации которых:

- представляет набор средств автоматики, автономно реализующих функцию управления заданными параметрами технологического объекта или его части либо функцию контроля технологического объекта управления. В системах с аналоговой автоматикой используется комплекс устройств локального логического управления, взаимодействующий с объектом управления посредством аналоговых и дискретных сигналов ввода. К таким устройствам относятся реле, регистраторы, приборы, предназначенные для измерения и регулирования, блоки управления, самописцы, приборы контроля и иные устройства.

- с единой структурой АСУ ТП и ЛСАУ, построенной на базе микропроцессорных технологий с оборудованием, снятым с производства или прекратившем поддержку на территории РФ.

5.3. Со смешанной автоматизацией - преимущественно крупные объекты, АСУ ТП которых представляет собой структуру из различных локальных систем автоматизированного управления (ЛСАУ), не взаимодействующих между собой и внедренных в разное время и с различными техническими решениями.

Модернизация, перевооружение систем автоматизации основного технологического оборудования на объектах данного типа производилась выборочно, в связи с чем часть оборудования оснащена устаревшей автоматикой, а часть ЛСАУ.

5.4. Объекты заводского исполнения - ТГУ и передвижные котельные, АСУ ТП которых поставляется комплектно.

6. Структура систем АСУ ТП и СД

В основу построения систем автоматизации объектов АО «ТЭК СПб» с дальнейшей диспетчеризацией закладывается принцип многоуровневого иерархического распределённого управления технологическими процессами производства, а также возможность развития ИС управления производством с выделением трех основных уровней:

Первый уровень (Уровень технологического управления, АСУ ТП) решает задачи управления технологическими процессами. К нему относятся процессы непосредственного управления технологическим процессом, оптимизации загрузки оборудования и т.п. Уровень делится на три подуровня: полевой, нижний и верхний.

Полевой подуровень включает датчики, исполнительные механизмы, вспомогательное оборудование, обеспечивающее подготовку проб для различных измерений, промежуточное усиление сигналов и другие вспомогательные функции. Полевой подуровень АСУ ТП образуют датчики непосредственного контроля и прямого действия с натуральным или нормированным выходом, контактные концевые выключатели арматуры (или бесконтактные преобразователи информации о конечных положениях арматуры), контактные реле, органы местного управления, в том числе аварийные кнопки. Полевой подуровень предусматривает возможность аварийного оперативного отключения основных механизмов и задвижек в случае отказа контроллеров и операторских станций системы.

Нижний подуровень АСУ ТП - ПЛК, структурированная система шин, контрольно-сигнальных кабелей от полевого оборудования. Уровень обеспечивает непосредственное управление технологическим оборудованием. Назначение систем нижнего подуровня заключается в получении информации о параметрах технологических процессов и состоянии объектов, обеспечении непосредственного управления технологическими объектами, отработке алгоритмов управления.

Данный подуровень управления реализуется на основе:

- программируемых логических контроллеров;
- местных терминалов управления;
- частотных преобразователей;
- электронных регистраторов параметров;
- приборов учёта энергоресурсов;
- промышленных средств связи;

и является базовым уровнем всей системы автоматизации.

Верхний подуровень АСУ ТП - уровень визуализации, контроля и человеко-машинного управления технологическим процессом. На этом уровне находятся рабочие станции, панели общего пользования или автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов-технологов, которые контролируют ход технологического процесса, осуществляют координацию управления и обеспечение режимов работы технологического оборудования. В состав АРМ или панели оператора, как правило, входит компьютер или панели (пульты), установленные в операторском помещении или непосредственно у оборудования в котельном (машинном) зале.

Данный уровень визуализации реализуется на основе:

- автоматизированных рабочих мест;
- панелей операторов;
- сетевого оборудования технологических сетей;
- промышленных средств связи.

Второй уровень (Уровень диспетчеризации) - уровень сбора данных визуализации (мониторинга) и диспетчеризации. Уровень обеспечивает оптимизацию контроля производственных процессов объектов генерации и транспортировки тепловой энергии, распределённых в разных географических точках города, а также является источником информации для аналитических систем. Уровень делится на три подуровня:

Нижний подуровень СД - аппаратно-программный уровень исполнительного модуля сбора данных ИМСД (промышленного мини-сервера), в исключительных случаях ПЛК (ЦТП, ПНС, ТГУ, при незначительном объеме статусов и параметров или ранее внедренной СД), линий связи с коммутационным оборудованием. На этом уровне обеспечивается связь с микропроцессорным оборудованием нижнего или

верхнего уровня АСУ ТП, осуществляется сбор всех данных с АСУ ТП и архивация важнейших данных от ПЛК с обобщённой визуализацией.

Транспортный подуровень СД предназначен для доставки данных с нижнего подуровня СД в верхний через корпоративную сеть Общества с обеспечением соответствия требованиям к критической информационной инфраструктуре.

Верхний подуровень СД - основные СКАДА-серверы (ОСС), предназначенные для сбора и обработки данных, поступающих от объектов диспетчеризации с ИМСД или ПЛК, предоставления информации во внутреннем формате программным узлам АСДУ, выполнения прикладных задач ЕАСДУ, хранения массивов информации (централизованная информационная модель, журналы событий и тревог, данные реального времени и технологически необходимые архивные данные). На этом подуровне находятся автоматизированные рабочие диспетчерские станции, на которых осуществляется мониторинг технологического и производственного процесса. Верхний подуровень разрабатывается и масштабируется на базе российского программного обеспечения и программного обеспечения с открытым исходным кодом, внедрённого в Обществе. Для резервирования применяются СКАДА-серверы (РСС), предназначенные для выполнения функций арбитра технологических СКАДА-серверов (основного и резервного), резервного копирования и восстановления данных АСДУ, а также хранения долговременных архивов данных. Обмен данными между физическими серверами осуществляется через коммутаторы ядра со скоростью передачи данных 10 Гбит/с. Управление серверами и входящими в их состав компонентами производится через выделенные сервисные интерфейсы, не влияющие на производительность аппаратуры и скорость передачи данных.

Третий уровень (Уровень интеграции АИС) — защищенный однонаправленный информационный обмен с внешними системами с помощью стандартизированных форматов сообщений.

7. Требования к полемому подуровню технологического управления АСУ ТП

7.1. Проектирование КИП и СА должно вестись с учетом требований ГОСТ, СП, документов Ростехнадзора, стандартов и других нормативных документов, действующих на момент проектирования, а также требований заводов-изготовителей энергетического оборудования и применяемых КИП и СА.

7.2. Выбор КИП и СА должен осуществляться с учетом необходимой точности измерений, диапазонов измеряемых параметров, условий эксплуатации (вибрация, влажность, взрывоопасность, запылённость и т.д.) и измеряемой среды.

7.3. При проектировании электрических и трубных проводок КИП и СА необходимо руководствоваться СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85, Правилами устройства электроустановок ПУЭ (утв. Минэнерго СССР) (7-ое издание), Глава 2.1. Электропроводки; Глава 1.7. Заземление и защитные меры электробезопасности.

7.4. Отборные устройства давления должны подбираться с учетом условного давления, рабочей температуры, типа исполнения (прямое или угловое для температуры до 70°C включительно; петлевое с выше 70°C за исключением случаев, когда температура среды снижается за счет длины импульсной линии).

7.5. Перечень и тип закладных конструкций КИП должен быть отражен в разделе АК со ссылками на раздел ТМ или на другой ведущий раздел проекта. При проектировании только раздела АК необходимые материалы должны быть приложены в данный раздел.

7.6. Для защиты внутренних полостей приборов (дифманометров, датчиков-преобразователей давления) от непосредственного воздействия измеряемых агрессивных и вязких сред необходимо предусматривать разделительные сосуды или мембранные разделители сред (мембраны).

7.7. В паровых средах для обеспечения заполнения подводящих к измерителю импульсных линий жидкой фазы и повышения точности работы дифференциальных приборов необходимо предусматривать уравнительные (конденсационные) сосуды.

7.8. Способы отбора давления (перепада) и построение пневмогидравлической схемы (ПГС) передачи давления от объекта к датчику,

должны быть отражены в рабочей документации с учетом измеряемой среды.

7.9. Перед каждым манометром должен устанавливаться трехходовой кран или другое аналогичное устройство для продувки, проверки и отключения манометра.

7.10. Устанавливаемые первичные преобразователи давления, так же как и манометры, должны оборудоваться соответствующими продувочными устройствами или продувочными линиями.

7.11. Номинальный диаметр манометров, устанавливаемых на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения за манометром, должен быть не менее 100 мм; устанавливаемых на высоте более 2 м - не менее 160 мм; устанавливаемых на высоте более 5 м - не менее 250 мм.

7.12. Показывающие КИП прямого действия (биметаллические термометры, манометры) при проектировании, монтаже и эксплуатации должны оборудоваться указателями предельного давления и температуры (указанное оборудование должно быть предусмотрено в спецификации).

7.13. При подборе термопреобразователя необходимо учитывать, что чувствительный элемент, который находится в конце защитной трубки, должен располагаться на глубине от $0,3D_y$ до $0,7D_y$ (D_y —внутренний диаметр трубопровода). В случае измерения среды с температурой более 120°C , рекомендуется конец защитной трубки погружать на глубину от $0,5 D_y$ до $0,7 D_y$.

7.14. Выбор защитных гильз термопреобразователей должен быть обоснован и учитывать скорость потока и давления.

7.15. В зависимости от типа установки термопреобразователя (вертикальное, угловое, в изгибе, горизонтальное) в проектной документации необходимо предусматривать мероприятия, обеспечивающие увеличение теплопроводности и снижение показателя тепловой инерции.

7.16. При угловом типе монтажа термопреобразователя, а также в изгиб, чувствительный элемент должен быть направлен в сторону потока.

7.17. При применении биметаллических термометров необходимо предусматривать устройства с универсальным присоединением без разделения на радиальное и осевое.

7.18. При применении в рабочей документации расходомеров (счетчиков)

необходимо предусматривать в комплекте или отдельно трубную катушку.

При разработке решений по организации учёта потребляемых и вырабатываемых энергоресурсов необходимо предусматривать следующее:

- проектировать УУЭ в соответствии с Правилами, действующими в отношении этих узлов, и техническими условиями/требованиями организаций-поставщиков энергоресурсов;

- применять средства измерения, имеющие соответствующие сертификаты и разрешения на применение, находящиеся в государственном реестре РФ и имеющие заводскую поверку;

- обеспечить необходимые условия эксплуатации для применяемого в составе узлов учёта оборудования в соответствии с техническими требованиями организаций-изготовителей;

- выбирать диаметры и тип расходомеров после обследования и анализа, исходя из нагрузок по контурам, следуя принципу унификации оборудования в рамках одного объекта;

- предусмотреть:

- организацию обводных линий (байпасов) для измерительных участков;

- площадки для обслуживания узлов учета (в случае их расположения на высоте), шаровые краны со спускным устройством;

- объединение корректора газа и тепловычислителя (- ей) в единую информационную магистральную сеть посредством их соединения по промышленному интерфейсу RS-485 с применением кабеля промышленного назначения с экранированием, типа КИПЭВ, КИПвЭВ или аналогичного.

- регистрацию сигналов с датчиков температуры и давления на вводе городской (холодной) воды в тепловычислителе узла учета тепловой энергии и назначение данных параметров «общесистемными» для всех потребителей тепловой энергии источника теплоснабжения;

- оборудование телеметрии для передачи данных с узлов учёта энергоресурсов в систему сбора данных с узлов учета энергоресурсов, а также в систему автоматизации/диспетчеризации по протоколу Modbus

RTU/ Modbus TCP.

→ оборудование телеметрии для передачи данных организациям-поставщикам в соответствии с техническими условиями/ требованиями организаций-поставщиков энергоресурсов;

→ автономное питание оборудования узлов учёта на случай перерывов в электроснабжении на период не менее 30 минут.

7.19. Аналоговые датчики технологических параметров и локальные измерительные системы, непосредственно подключаемые к АСУ ТП, должны иметь унифицированный токовый выходной сигнал 4-20 мА в соответствии с ГОСТ 26.011-80 и натуральные сигналы (сигналы с термопар и термометров сопротивлений) в соответствии с ГОСТ Р 8.585-2001, ГОСТ 6651-2009. Дискретные датчики должны формировать выходной сигнал путём замыкания беспотенциальных («сухих») контактов. Для автоматики безопасности преимущественно применять датчики-реле, для автоматики регулирования и измерения технологических параметров — аналоговые датчики с унифицированным токовым сигналом 4-20мА.

7.20. Применяемые ИМ запорной арматуры должны иметь обратную связь, сигнализирующую состояние ИМ: открыт, закрыт, а также указатель положения ИМ (аналоговый сигнал и/или цифровой сигнал по промышленному протоколу). При наличии дополнительных сигналов статусов они должны быть подключены к АСУ ТП.

7.21. ИМ регулирующей арматуры должны иметь обратную связь от электромеханического блока положения (аналоговую, цифровую или цифроаналоговую), сигнализирующую состояние ИМ: открыт, закрыт, а также указатель положения ИМ. При наличии дополнительных сигналов статусов они должны быть подключены к АСУ ТП. Управление ИМ регулирующей аппаратуры предусматривать преимущественно посредством замыкания беспотенциальных («сухих») контактов.

7.22. В случае применения электродвигателей, оснащенных на заводе дополнительными датчиками телеметрии и защиты, данные датчики должны быть подключены к АСУ ТП.

7.23. Для обмена информацией между АСУ ТП, СД и системами, построенными без использования средств вычислительной техники, последние

должны иметь соответствующие отдельные аналоговые и дискретные входы/выходы, работающие по стандартным унифицированным сигналам.

7.24. При проектировании необходимо применять отдельные кабельные конструкции (лотки, короба) для раздельной прокладки силового и контрольного кабелей.

7.25. В проектной документации предусматривать резервирование жил в кабелях к полевым приборам системы управления в объёме 15% от использующихся (но не менее 1 жилы).

7.26. Для схем электропитания КИП и СА применять блоки питания, обеспечивающие стабилизированное выходное напряжение постоянного тока, входные цепи питания защищать фильтрами подавления электромагнитных помех.

7.27. Узлы учета тепловой и электрической энергии, газа, а также ХВС (за исключением приборов для хозяйственно-бытовых нужд) должны быть подключены к АСУ ТП или СД с использованием стандартных промышленных протоколов, предпочтительно в АСУ ТП ModbusRTU/ModbusTCP, в СД ModbusTCP

8. Общие требования к функционалу АСУ ТП

При проектировании и внедрении АСУ ТП в зависимости от объекта автоматизации необходимо закладывать следующие функции:

8.1. Информационные:

8.1.1. Преобразование и передача параметров технологического процесса. Обеспечивает измерение параметров, преобразование в унифицированный или дискретный сигнал и передачу этого сигнала к системе сбора и первичной обработки информации.

8.1.2. Сбор и первичная обработка информации. Используется для получения с помощью средств измерения достоверной информации о технологических управляющих параметрах, необходимых при выполнении функций управления, других информационных функций и своевременного представления этой информации оперативному персоналу и в систему диспетчеризации для контроля технологического процесса.

8.1.3. Представление информации. Обеспечивает отображение информации о технологическом процессе на средствах отображения. Информация о протекании

технологического процесса может представляться с помощью средств отображения информации, в том числе:

- операторских станций;
- экранов коллективного пользования (ЭКП);
- терминалов управления;
- локальных панелей отображения информации;
- индивидуальных показывающих приборов и датчиков со встроенными цифровыми индикаторами.

8.1.4. Технологическая сигнализация. В автоматическом режиме обеспечивает своевременное предоставление оперативному персоналу и в систему диспетчеризации информации об отклонениях в технологическом процессе. Предусмотреть возможность квитирования звуковой сигнализации. Уровень звука для средств аварийной звуковой сигнализации должен быть не менее 80дБА.

8.1.5. Регистрация событий. Предназначена для регистрации происходящих на объекте и в АСУ ТП событий, аварий, а также трендов технологических параметров; накопления полученной информации в архиве глубиной не менее 60 суток и частотой не более 1с на панелях оператора ЛСАУ, и не менее трех лет при применении на объекте ВУ АСУТП; представления этой информации на устройства отображения с возможностью экспорта на электронный носитель.

8.1.6. Информационно-вычислительные и аналитические функции. Предназначены для решения информационно-аналитических и расчетных задач, возникающих при эксплуатации оборудования. К информационно-вычислительным (расчетным) и аналитическим функциям АСУ ТП относятся:

- диагностика основного и вспомогательного оборудования;
- другие информационно-аналитические и вычислительные задачи управления технологическим процессом:
 - контроль действий защит и противоаварийной автоматики;
 - наработка оборудования;
 - другие задачи.

8.1.7. Протоколирование информации (составление отчетов). Обеспечивает автоматическое составление технических протоколов и отчетов.

8.2. Управляющие:

8.2.1. Автоматическое регулирование. Обеспечивает непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса и нагрузки энергоустановки. В каждом контуре регулирования должны предусматриваться:

- контроль регулируемого параметра, задания и положения регулирующего органа (параметра);
- возможность изменения сигнала задания, ручного управления выходным сигналом регулятора, а также автоматического изменения параметров настройки регуляторов;
- контроль и изменение режима управления (автоматическое, дистанционное);
- сигнализация достижения регулирующим органом (параметром) крайних положений;
- сигнализация отключения электропитания элементов ПТК, исполнительных механизмов и цепей управления;
- возможность взаимодействия с технологическими защитами и подсистемами логического управления, в том числе блокировками, обеспечивающими отключение автоматических воздействий на регулируемый параметр как в сторону «больше», так и в сторону «меньше», принудительное перемещение регулирующего органа до заданного значения или до крайнего положения;
- при отказах - автоматическое отключение контура регулятора и формирование сигнала предупредительной сигнализации, который должен регистрироваться. Данный сигнал должен иметь возможность квитирования оператором, а также должна быть реализована возможность вывода защиты и блокировки отключения, для возможности дистанционного (объектового) управления с соответствующими правами;
- при реализации функции автоматического регулирования должны обеспечиваться:

- самобалансировка и безударное включение в работу по командам оператора или логических устройств;
- самодиагностика с автоматическим отключением и сигнализацией при неисправности;
- индикация включенного и отключенного состояний.

8.2.2. Логическое управление. Обеспечивает автоматическое и/или

автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами, не решаемое средствами непрерывного управления и регулирования. Управление объектом, эксплуатирующимся без постоянного присутствия обслуживающего персонала, должно осуществляться в автоматическом режиме с возможностью изменения уставок автоматического управления и перевода на автоматическое погодное регулирование, при этом непосредственное удаленное управление оборудованием запрещено.

8.2.3. Дистанционное управление. Обеспечивает 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.

8.2.4. Технологические защиты. Обеспечивает своевременное выявление факта возникновения аварийной ситуации и формирование управляющих воздействий, обеспечивающих защиту персонала и предотвращение повреждения оборудования.

8.3. Вспомогательные:

8.3.1. Непрерывный автоматический контроль программных и технических средств и контроль выполнения информационной и управляющей функций АСУ ТП;

8.3.2. самодиагностика программных и технических средств АСУ ТП, включая анализ отказов, неисправностей и ошибок оборудования АСУ ТП;

8.3.3. Обеспечения функционирования баз данных, включая нормативно-техническую базу;

8.3.4. Предоставление рекомендаций, справочной информации при настройке, наладке и эксплуатации программных и технических средств АСУ ТП.

8.4. Управление оборудованием или объектом, эксплуатирующимся без постоянного присутствия обслуживающего персонала, должно осуществляться в автоматическом режиме.

8.5. При разработке АСУ ТП необходимо реализовать следующие режимы управления:

8.5.1. Местный режим (местное управление) - управление с местного пульта или щита управления. Используется в качестве резервного при проведении

ремонтных работ, либо отключении при аварии систем АСУ ТП.

Местное управление реализуется непосредственно с кнопочных пультов по месту установки оборудования (затворов, насосов и пр.).

Местное управление необходимо для гарантированного управления технологическим оборудованием в случае выполнения ремонтных, профилактических и/или иных работ, выходящих за рамки алгоритмов систем автоматического управления, а также для обеспечения эксплуатации производственных объектов в случае отказа систем автоматического управления. Также местное управление дублируется на шкафах управления для удобства оператора. Для сложных объектов управления, требующих расположения большого количества элементов управления на шкафу автоматики либо вывода значительного количества информации оператору, местное управление от шкафа АСУ ТП может быть реализовано через графический терминал шкафа с использованием контроллера. В местном режиме управление всегда осуществляет человек – оператор технологического процесса, принимающий и непосредственно выполняющий все решения по переключениям оборудования, в то время как контроллер либо не задействован в управлении, либо используется для обеспечения функционирования графического терминала управления. В современной концепции управления технологическими процессами местное управление не является основным режимом работы производственного оборудования и реализуется для обеспечения надежности в случае отказа вычислительной техники и линий связи, а также для проведения работ, не предусмотренных алгоритмами автоматического управления.

8.5.2. Автоматизированный режим (автоматическое управление) – основной режим работы, предусматривающий управление от контроллера с заданием режимов управления из группового щита управления (операторской) с АРМ или посредством сенсорной панели местных органов управления шкафа контроллера. Режим автоматического управления является основным режимом функционирования технологических процессов, охваченных системами АСУ ТП. В этом режиме управление осуществляет контроллер по заранее заданному алгоритму проведения технологического процесса. Контроллер автоматически поддерживает работу оборудования без участия оператора. Оператор вмешивается в работу контроллера только эпизодически, меняя режимы работы системы посредством отправки уставок,

заданий управления с графического терминала шкафа управления либо через человеко-машинный интерфейс (ЧМИ) системы диспетчерского контроля и управления (СКАДА).

Для сложных объектов, не имеющих проработанных сценариев автоматического предотвращения последствий аварийных ситуаций либо не обладающих требуемой надежностью систем управления, на шкафах управления может быть предусмотрен режим «Положение переключателя «Отключено». Он используется для проведения ремонтных либо регламентных работ с оборудованием в соответствии с требованиями «Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» и «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Переключатель режимов местного и автоматического управления на шкафах управления обязательно выполняется механическим. Переключение автоматического режима в дистанционный с АРМ оператора, напротив, реализуется программным способом. При оснащении шкафов автоматического управления АСУ ТП сенсорным пультом оператора должны предусматриваться следующие пользователи с соответствующими правами доступа и интерфейсами управления:

1. Просмотр данных (без пароля, без управления, только просмотр текущих режимов);
2. Оператор (с паролем и доступом к изменению технологических параметров управления объектом – уставок, режимов и пр.);
3. Инженер (с паролем и доступом к изменению параметров настроек и характеристик оборудования, диапазонов измерения приборов, параметров конкретных приводов и пр.).

Для каждого из режимов должна разрабатываться инструкция пользователя.

8.5.3. Дистанционный контроль – предусматривает контроль работы оборудования для предотвращения аварийных ситуаций на объектах без персонала, а также контроль соблюдения режимов работы объектов с персоналом без возможности управляющих воздействий.

8.5.4. Дистанционный режим (дистанционное управление) – ручное управление ИМ с панели оператора щита управления или АРМ. Используется для централизованного дистанционного управления оборудованием объекта.

Дистанционное управление реализуется средствами диалогового режима управления, при этом средства автоматики контролируют и фиксируют действия оператора.

9. Требования к выбору технических средств АСУ ТП и СД

Компонентная база, основное оборудование и программное обеспечение АСУ ТП и СД должны быть Российского производства. Допускается применение оборудования импортного производства при соответствующем обосновании (отсутствие аналогов отечественного производства).

Применяемые ПЛК должны быть Российского производства, иметь все необходимые сертификаты. ПЛК и аналоговые модули должны иметь сертификаты средств измерений в случае необходимости.

Для построения систем АСУ ТП и СД должны использоваться серийно выпускаемые программно-технические комплексы и щиты автоматизации, состоящие из однотипных ПЛК. Должны быть учтены технические характеристики, обеспечивающие выполнение заданных функций автоматизированного управления и других требований, регламентированных техническим заданием и настоящим СТО. При комплектной поставке устройств автоматики котлов и других систем управления в случае, если автоматика функционирует на импортных ПЛК (АРМ, ПО, Панелей оператора) или поставщик не передает исходные коды специального программного обеспечения, такая автоматика подлежит замене, а в случае проектирования - не допускается к применению.

Программное обеспечение для программирования ПЛК (Панелей оператора) должно соответствовать стандарту МЭК IEC 61131 и поставляться с системой АСУ ТП.

Специальное программное обеспечение должно учитывать практики безопасного кодирования ПЛК и не должно содержать программные закладки.

При выборе групп оборудования с комплектными системами управления и учёта следует выбирать оборудование с однотипными системами управления и однотипные системы учёта, которые могли бы объединяться в единые локальные сети.

При выборе фирм-поставщиков технических средств АСУ ТП и СД следует отдавать предпочтение фирмам, имеющим представительства в Российской Федерации, обеспечивающим техническую поддержку и обучение обслуживающего персонала АО «ТЭК СПб» а также сервисное обслуживание поставляемого

оборудования и локализацию производства на территории Российской Федерации.

Допускается для отдельных подсистем АСУ ТП использование программно-технических комплексов (ПТК) разных производителей, если они:

- поставляются комплектно с технологическим и электротехническим оборудованием;
- реализуют специфические функции контроля, диагностики и управления (системы управления электротехническим оборудованием, релейной защиты и автоматики (РЗА), системы виброконтроля и вибродиагностики и др.).

При этом ПТК, на которых реализованы отдельные подсистемы, должны:

- обеспечивать совместимость межсистемных связей, протоколов обмена данными и интеграцию с другими системами (подсистемами) АСУ ТП для решения задач управления и контроля энергообъектов АО «ТЭК СПб» в целом;
- соответствовать требованиям настоящего документа.

Шкафы управления АСУ ТП должны быть запираемыми и оснащаться сигнализацией несанкционированного открытия шкафа с уведомлением сменного персонала или диспетчера. Рекомендуется размещать шкафы АСУ ТП в отдельном помещении, оснащённом СКУД и видеонаблюдением.

10. Требования к контроллерам

Контроллерные шкафы управления являются основой АСУ ТП и СД. Они принимают сигналы от приборов, датчиков, электроприводов, частотных регуляторов, прочего технологического оборудования и реализуют алгоритмы управления технологическими процессами.

Контроллеры АСУ ТП и СД устанавливаются автономно в шкафах управления АСУ ТП и объединяются между собой локальными технологическими сетями в соответствии с требованиями по безопасности объектов КИИ, а также с учетом дальнейшей диспетчеризации.

10.1. Выбор ПЛК осуществляется в зависимости от масштабирования задач управления и контроля производственных объектов и технологических процессов с выделением трёх основных типов, условно разделенных на:

- малый - до 100 сигналов ввода/вывода;
- средний - от 100 до 1000 сигналов;

– большой - от 1000 до 5000 сигналов.

Малый контроллер предусматривается для решения задач управления и контроля небольших объектов.

Средний контроллер применяется для решения широкого спектра задач АСУ ТП всеми технологическими процессами и используется как основное типовое решение в большинстве проектов автоматизации.

Большой контроллер используется в проектах комплексной автоматизации крупных объектов либо производственных участков, требующих от систем автоматизации повышенной надёжности и производительности, в случаях, когда мощности основного (среднего) контроллера недостаточно и необходимы специфические возможности управления: горячее резервирование, дублирование сетей контроля и управления на объектах, решение задач, требующих высокой производительности.

Данные технические решения унифицированы и покрывают весь спектр основных задач контроля и управления.

Помимо перечисленных типовых решений допустимы и могут использоваться специализированные, предназначенные для решения узкого класса задач технические решения:

- технические решения с экстремально низким потреблением энергии для реализации периодического контроля на объектах без постоянного энергоснабжения;
- встроенные устройства контроля и управления различных производителей, поставляемые совместно с технологическим оборудованием, в том числе специализированные контроллеры вентиляционных систем и подобные готовые технические решения.

Все такие решения, отличающиеся от типовых, должны обосновываться соответствующими проектами.

10.2. При выборе ПЛК необходимо выполнение требования по совместимости и возможности подключения модулей и удаленных устройств ввода/вывода, а также обмена данными между ними и системами, ранее внедрёнными на объектах.

10.3. Все применяемые контроллеры, исходя из требований надёжности обеспечения технологических процессов и эффективности технического

обслуживания, должны быть рассчитаны производителем на круглосуточную работу в течение не менее 10 лет в условиях эксплуатации в помещениях промышленного назначения.

10.4. Все контроллеры должны иметь полную, гарантированную поддержку производителем.

10.5. Производителем должна гарантироваться поставка комплектующих и принадлежностей, модулей (связи, ввода/вывода/ процессорных, блоков питания и прочих), программного обеспечения, а также техническая поддержка контроллерного оборудования после снятия его с производства/продажи в течение не менее 10 лет. При выборе закупаемых моделей плановый срок эксплуатации контроллеров в шкафах управления на производстве, исходя из требований надежности и типовых условий эксплуатации, должен составлять десять лет.

10.6. К моменту окончания планового срока эксплуатации контроллеры или шкафы управления в целом (в зависимости от степени износа и доступности установленных в них запасных частей и комплектующих) должны быть заменены на новые аналогичной или более современной модели. Для контроллеров, проработавших семь и более лет, должны проводиться мероприятия по планированию их замены (подбор замены, оценка затрат, подготовка графика модернизации) с целью включения в актуальные планы реконструкции/модернизации оборудования.

10.7. Все устаревшие контроллеры, выпуск комплектующих для которых прекращен производителем, в течение двух лет должны планироваться к замене. В случаях отказа, износа, выявления ненадежности отдельных модулей и блоков контроллерного или коммуникационного оборудования АСУ ТП, их замена должна производиться и планироваться в рамках текущей эксплуатации, сервисных договоров поддержки, технического обслуживания и ремонта.

10.8. На объектах, не являющихся опасными производственными объектами (ОПО) и не являющихся критичными с точки зрения архитектуры систем автоматизированного управления (то есть, фактически допускающих возможность ручного местного управления технологическим оборудованием или участком производства длительное время), в составе систем противоаварийной защиты (ПАЗ) допускается продление срока эксплуатации контроллеров свыше планового - до

момента их физического износа, но не более срока прекращения поддержки производителем.

10.9. Коммутационные возможности:

10.9.1. Контроллеры должны иметь встроенную возможность подключения к сети 10BASE-T/100BASE-TX Ethernet, с использованием протокола связи ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

10.9.2. Контроллеры должны поддерживать открытые стандарты шин обмена данными с верхним уровнем (системами диспетчерского контроля и верхнего уровня АСУ ТП), а также полевых шин обмена данными (с датчиками и устройствами контроля и управления) для подключения интеллектуальных устройств управления (регуляторов частоты, устройств плавного пуска, электроприводов и прочих) и построения систем управления интеллектуальными устройствами.

10.9.3. Контроллеры должны иметь модули (аппаратные или программные), обеспечивающие коммуникационные возможности протоколов: Modbus-TCP (Master/Slave) или OPC UA (Server), NTP.

10.9.4. Данные, передаваемые от ПЛК на СКАДА, должны иметь возможность передачи с учётом метки времени и качеством сигнала (статус код).

10.9.5. Должна обеспечиваться гарантия доставки на уровне прикладного протокола.

10.9.6. Контроллеры категории “большой” должны иметь подтвержденную производителем возможность построения сложных сетей управления, включая: подключение удалённых «корзин» расширения, модулей сбора данных, дублирование линий связи.

10.9.7. Контроллеры должны иметь порт для подключения терминала программирования или терминала – сенсорной панели контроля и управления.

10.10. Программное обеспечение ПЛК.

10.10.1. Все контроллеры должны иметь готовые сертифицированные, продающиеся «в коробке» или скачиваемые бесплатно средства разработки программного кода, соответствующие стандарту ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016 Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования и поддерживающие работу под управлением современных версий операционных систем.

10.10.2. Базовое, стандартное программное обеспечение (операционная система) контроллера не должно подвергаться изменениям, чтобы удовлетворить какие-либо требования пользователя.

10.10.3. Прикладное программное обеспечение должно разрабатываться таким образом, чтобы не требовалась модификация базового программного обеспечения контроллера (операционной системы).

10.10.4. Проектирование программного обеспечения должно обеспечиваться таким образом, чтобы будущее изменение или обновление программного обеспечения операционной системы не повлияло на успешное функционирование системы с конкретным прикладным программным обеспечением.

10.10.5. Базовым программным обеспечением контроллеров категории «большой» и «средний» должны поддерживаться все языки стандарта МЭК 61131-3, а именно: Instruction List (IL); Ladder (LD); Structured Text (ST); Function Block Diagram (FBD); Sequential Function Chart (SFC)/Grafcet. Для контроллеров категории «малый» допустимо сокращение перечня языков.

10.10.6. Должны быть реализованы функции автоматической диагностики работы системы и приложений со средствами контроля и поиска возникающих ошибок.

10.10.7. В ПО должна поддерживаться разработка и контроль конфигурации полевых шин с подключенными к ним средствами контроля и управления, а также подключенных устройств удаленного ввода/вывода к контроллеру.

10.10.8. В ПО должен поддерживаться редактор и библиотеки пользовательских данных и функциональных блоков. Библиотека диагностических блоков программной оболочки контроллера должна содержать готовые блоки для диагностики системы: сбой отдельного модуля/канала ввода/вывода, сбой модуля или шины связи, когда подключенное устройство отсутствует либо неисправно; готовые блоки диагностики приложения: контроль имеет ли событие (битовое состояние) правильное значение в определенное время, контроль изменения состояния бита в соответствии с указанными временными условиями, контроль состояния сочетания двух битов; а также возможность создания пользовательских диагностических функциональных блоков.

10.10.9. Контроллеры должны поддерживать возможность свободной и

полной без ограничений функциональности загрузки и выгрузки исполняемой программы и данных в любой момент времени. Выгрузка программы должны происходить без остановки выполнения программы контроллера. Должны быть реализованы средства проверки идентичности программного кода без его загрузки и перезапуска контроллера (верификация ПО).

10.10.10. ПО контроллеров должно содержать развитые библиотеки стандартных блоков построения программ контроллера, в том числе: таймеры и счетчики, целочисленные операции, управление таблицами, функции сравнения, дата/тайм-менеджмент, логические операции, математические функции, статистические функции, работа со строковыми переменными, преобразование типов данных, ПИД регулирование и другие ПО, необходимые для управления технологическими процессами.

10.10.11. СПО контроллера должно быть в состоянии поддерживать технологические модули (контроллеры, позиционеры, счетчики и т.д.).

10.10.12. Базовое ПО контроллеров должно поддерживать вычисления в технических единицах с плавающей запятой или другими эквивалентными методами, которые не требуют масштабирования.

10.10.13. ПО контроллеров должно иметь встроенные стандартные средства безопасности, не допускающие несанкционированные сторонние подключения, загрузку/выгрузку и отладку ПО без ввода пароля, выполнение не предусмотренных разработчиком инструкций, предусматривающие ограничение доступа к ПО контроллера.

10.10.14. При наличии в ПО контроллеров встроенных механизмов защиты они должны быть настроены (парольная защита, ролевая модель и т.п.).

10.10.15. В ПО среды разработки должна быть реализована встроенная функция эмулятора контроллера, которая позволяет в точности воспроизвести поведение программы управления контроллера на компьютере с целью организации процессов отладки работы программ контроллера вне управляемого объекта (рекомендательно).

10.10.16. При выборе ПЛК должно учитываться наличие полного описания реализации языка программирования, учебная литература и курсы обучения языку для специалистов подразделений автоматизации.

10.11. Конструктивные требования:

10.11.1. Контроллеры категории «большой» и «средний» должны поддерживать конструкцию монтажного шасси, позволяющую устанавливать и извлекать модули ввода/вывода и модули связи непосредственно во время работы без использования специальных инструментов.

10.11.2. Должны поддерживаться корзины для установки процессоров и модулей ввода/вывода. Для контроллеров категории «малый» допускается моноблочное исполнение.

10.11.3. Контроллеры категории «большой» и «средний» должны допускать установку резервированных модулей электропитания, а также модулей удаленного ввода/вывода.

10.11.4. Контроллеры категории «большой» и «средний» должны поддерживать замену модуля ввода-вывода без остановки контроллера.

10.11.5. Контроллеры должны поддерживать модульную архитектуру для категорий «большой» и «средний».

10.11.6. Процессорные модули, блоки питания и основные типы модулей расширения должны поддерживать варианты изготовления с полиуретановым покрытием электронных плат для работы в условиях агрессивной окружающей среды и с расширенным диапазоном рабочих температур до $-25^{\circ}\text{C}..+70^{\circ}\text{C}$.

10.11.7. Контроллеры в зависимости от задачи должны обладать развитыми средствами аппаратной диагностики как работы процессорного модуля, так и подключенных модулей ввода/вывода и связи, в том числе:

- индикатор Run (зеленый): процессор находится в рабочем режиме (выполнение программы);
- индикатор ERR (красный): неполадка системы или процессора;
- индикатор I/O (красный): ошибка модуля ввода/вывода.

10.11.8. Все модули контроллера должны иметь средства локальной диагностики со светодиодными индикаторами, расположенными на их передней панели. Для модулей дискретного ввода/вывода должно также отображаться их состояние 0 или 1.

11. Требования к аппаратным средствам и программному обеспечению АСУ ТП и СД ЦТП, ПНС и насосных станций смешения

11.1. Выбор оборудования и функционал АСУ ТП должны соответствовать требованиям настоящего стандарта.

11.2. АСУ ТП ЦТП, ПНС и НСС должно строиться по принципу локальных систем автоматического управления. Должны применяться ЛСАУ для каждой насосной группы и общеобъектовое ЛСАУ.

11.3. Автоматическое регулирование параметров теплоносителя должно быть предусмотрено в двух вариантах, взаимоисключающих друг друга: по датчику температуры наружного воздуха и по заданию диспетчера.

11.4. АСУ ТП должна разрабатываться с учетом работы объектов без персонала.

11.5. ЛСАУ группы насосов обеспечивает управление насосами соответствующей группы.

11.6. Общеобъектовое ЛСАУ обеспечивает управление регуляторами (ЦТП, НСС), запорной арматурой, вспомогательными системами, централизованно контролирует состояние объекта в целом.

11.7. Узлы учета тепловой и электрической энергии должны быть подключены к АСУ ТП.

11.8. Для насосного оборудования должны быть применены частотно-регулируемые приводы, управляемые ЛСАУ насосных групп.

11.9. Локальная сеть АСУ ТП объекта должна быть построена на канальном уровне Ethernet с использованием сетевого уровня IPv4 и протокола Modbus TCP либо OPC UA за исключением случаев, где это невозможно.

11.10. В случае применения на объекте ПЛК СД, протоколом обмена с диспетчерским пультом может быть либо Modbus TCP, либо OPC UA. При применении промышленного минисервера (ИМСД) инициатором обмена между объектом и диспетчерским пунктом должен быть промышленный минисервер.

11.11. Для системы видеонаблюдения должны быть предусмотрены камеры технологического видеонаблюдения, не увязанные с АСУ ТП. Камеры должны располагаться во всех технологических помещениях так, чтобы не было «мертвых»

зон, количество камер определяется на этапе проектирования.

11.12. Узлы учета энергетических ресурсов должны быть подключены непосредственно к АСУ ТП или СД с использованием необходимых преобразователей интерфейсов.

12. Требования к аппаратным средствам и программному обеспечению АСУ ТП и СД групповых котельных

12.1. Выбор оборудования и функционал АСУ ТП должны соответствовать требованиям настоящего стандарта.

12.2. АСУ ТП групповых котельных должно строиться по принципу локальных систем автоматического управления. Должны применяться ЛСАУ для каждой насосной группы, ЛСАУ котла и общеобъектовое ЛСАУ.

12.3. Для объектов, являющимися значимыми объектами критической информационной инфраструктуры, аппаратные средства АСУ ТП должны быть включены в реестр Минпромторга, а применяемое на таких объектах ПО должно быть включено в реестр Российского ПО.

12.4. Каскадное управление котлами должно осуществляться общим блоком управления, комплектуемым изготовителем котлов, и обеспечивать равномерную наработку ресурса всех котлов в котельной.

12.5. Автоматическое регулирование параметров теплоносителя должно быть предусмотрено в двух вариантах, взаимоисключающих друг друга: по датчику температуры наружного воздуха и по заданию диспетчера.

12.6. АСУ ТП должна разрабатываться с учетом работы котельных без персонала.

12.7. ЛСАУ группы насосов обеспечивает управление насосами соответствующей группы.

12.8. ЛСАУ котла обеспечивает управление котлом.

12.9. Общеобъектовое ЛСАУ обеспечивает управление регуляторами, запорной арматурой, вспомогательными системами, централизованно контролирует состояние объекта в целом.

12.10. Узлы учета газа, тепловой и электрической энергии должны быть подключены к АСУ ТП.

12.11. Расходомеры холодной воды должны быть подключены к узлам учета тепловой энергии по свободным каналам.

12.12. Для насосного оборудования должны быть применены частотно-регулируемые приводы, управляемые ЛСАУ насосных групп.

12.13. Локальная сеть АСУ ТП объекта должна быть построена на канальном уровне Ethernet с использованием сетевого уровня IPv4 и протокола Modbus TCP либо OPC UA за исключением случаев, где это невозможно

12.14. В случае применения на объекте ПЛК СД, протоколом обмена с диспетчерским пультом может быть либо Modbus TCP, либо OPC UA. При применении компактного промышленного минисервера (ИМСД) инициатором обмена между объектом и диспетчерским пунктом должен быть промышленный минисервер.

12.15. Для системы видеонаблюдения должны быть предусмотрены камеры технологического видеонаблюдения, не увязанные с АСУ ТП. Камеры должны располагаться во всех технологических помещениях так, чтобы не было «мертвых» зон, количество камер определяется на этапе проектирования.

12.16. В АСУТП должен быть осуществлен технологический учет газа по каждому котлоагрегату мощностью более 1 МВт с учетом режима его работы.

12.17. В АСУ ТП должен быть осуществлен технический учет электроэнергии по каждому котлоагрегату, насосной группе.

12.18. Узлы учета энергетических ресурсов также должны быть подключены к СД с использованием необходимых преобразователей интерфейсов.

13. Требования к аппаратным средствам и программному обеспечению АСУ ТП и СД районных (квартальных) котельных

13.1. АСУ ТП районных (квартальных) котельных должно строиться по принципу локальных систем автоматического управления. Должны применяться ЛСАУ для каждой насосной группы, ЛСАУ котлоагрегата, ЛСАУ баков аккумуляторов, ЛСАУ мазутонасосной, ЛСАУ деаэратора и общеобъектовое ЛСАУ.

13.2. Для объектов, являющимися значимыми объектами критической информационной инфраструктуры, аппаратные средства АСУ ТП должны быть включены в реестр Минпромторга, а применяемое на таких объектах ПО должно быть

включено в реестр Российского ПО.

13.3. На районных (квартирных) котельных обязательно должен быть предусмотрен верхний уровень АСУ ТП.

13.4. Общеобъектовое ЛСАУ обеспечивает управление регуляторами, запорной арматурой, вспомогательными системами, централизованно контролирует состояние объекта в целом.

13.5. Узлы учета газа, тепловой и электрической энергии должны быть подключены к АСУ ТП.

13.6. Для насосного оборудования должны быть применены частотно-регулируемые приводы, управляемые ЛСАУ насосных групп.

13.7. Локальная сеть АСУ ТП объекта должна быть построена на канальном уровне Ethernet с использованием сетевого уровня IPv4 и протокола Modbus TCP либо OPC UA за исключением случаев, где это невозможно.

13.8. При поэтапной модернизации котельных ЛСАУ должна строиться с учетом дальнейшей интеграции в общее АСУ ТП объекта, а также в обязательном порядке предусматривать передачу данных в СД.

13.9. В случае применения на объекте ПЛК СД, протоколом обмена с диспетчерским пультом может быть либо Modbus TCP, либо OPC UA. При применении компактного промышленного минисервера (ИМСД) инициатором обмена между объектом и диспетчерским пунктом должен быть промышленный минисервер.

13.10. Для системы видеонаблюдения должны быть предусмотрены камеры технологического видеонаблюдения, не увязанные с АСУ ТП. Камеры должны располагаться во всех технологических помещениях так, чтобы не было «мертвых» зон, количество камер определяется на этапе проектирования.

13.11. В АСУ ТП должен быть осуществлен технический учет газа по каждому котлоагрегату. Рекомендуется использовать единый корректор газа. При поэтапной модернизации котлов учет газа вновь модернизированного котла должен быть интегрирован в существующий корректор газа за исключением случаев, где это невозможно.

13.12. Узлы учета энергетических ресурсов должны быть подключены непосредственно к АСУ ТП с использованием необходимых преобразователей

интерфейсов.

13.13. В АСУ ТП по возможности необходимо осуществлять технический учет электроэнергии.

14. Требования к верхнему подуровню АСУ ТП

14.1. Верхний уровень должен быть построен согласно принципам построения клиент-серверных технологий.

14.2. На объектах, являющихся значимыми объектами критической информационной инфраструктуры, аппаратные платформы программно-аппаратных комплексов и автоматизированные рабочие места верхнего уровня АСУ ТП должны быть включены в реестр Минпромторга.

14.3. Технические характеристики аппаратной части серверов (АРМ) должны выбираться таким образом, чтобы обеспечить выполнение всех задач верхнего подуровня, при этом база данных реального времени должна обеспечить хранение данных не менее трех лет. Рекомендованные параметры аппаратной части СКАДА должны определяться проектной документацией на этапе проектирования с 20% запасом.

14.4. Клиентами верхнего подуровня выступают АРМ на базе стационарных компьютеров.

14.5. Требования к программному обеспечению:

14.5.1. В качестве операционной системы серверов (АРМ) должна применяться ОС российского производства либо свободно распространяемая ОС на базе Linux. Рекомендовано использовать ОС Astra Linux «Орел», а при необходимости обеспечения класса защищенности АСУ ТП по ИБ - ОС Astra Linux «Воронеж».

14.5.2. На значимых объектах КИИ необходимо применять ОС Astra Linux «Воронеж» или аналог.

14.5.3. Базовое, стандартное программное обеспечение (операционная система) контроллера не должно подвергаться изменениям, чтобы удовлетворить какие-либо требования пользователя.

14.5.4. В качестве СКАДА-системы должна применяться система с отечественным программным обеспечением.

14.5.5. В случае применения программного обеспечения СКАДА-системы с закрытым исходным кодом, требующим приобретения лицензии, все компоненты СКАДА-системы должны функционировать под ОС Linux.

14.5.6. Прикладное программное обеспечение должно быть российской разработки и включено в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных.

14.5.7. При выборе технических и программных решений (средств автоматизации) приоритет должен отдаваться полнофункциональным программно-техническим комплексам (ПТК) на базе микропроцессорных устройств серийного производства с использованием серийных программных продуктов.

14.5.8. С учетом необходимости настройки встроенных механизмов безопасности СУБД в качестве базы данных Системы рекомендуется использовать PostgreSQL.

14.5.9. При наличии соответствующего функционала должна быть произведена настройка встроенных механизмов защиты SCADA. Минимальный необходимый функционал включает парольную защиту, ролевую модель доступа, регистрацию событий аутентификации и действий пользователей.

14.5.10. При необходимости должно быть предусмотрено программное обеспечение для защиты от компьютерных вирусов, которое должно быть совместимо с системами обеспечения информационной безопасности АО ТЭК СПб.

15. Требования к эргономике и технической эстетике верхнего подуровня АСУ ТП

15.1. Оборудование должно быть размещено в металлических шкафах (щитах), обеспечивающих удобный доступ к органам управления.

15.2. Автоматизированные рабочие места диспетчеров и руководителей служб должны быть укомплектованы мониторами с экраном по диагонали не менее 24", имеющими разрешающую способность не менее 1920x1080.

15.3. Представление информации на экране монитора должно обеспечить:

- оперативное (в темпе процесса) представление информации оператору (диспетчеру) котельной о текущих параметрах, состоянии арматуры;
- цикл обновления информации на мнемосхемах: не более 1 сек.;

- представление информации о величине задания регуляторов;
- представление сигналов аварийной и предупредительной сигнализации об отклонении параметров технологического процесса и действии защит;
- представление информации о процессе выполнения автоматических операций (опрессовка, розжиг горелок и т.п.).

15.4. Для представления информации оператору (диспетчеру) должны использоваться следующие формы отображения:

- мнемосхемы;
- графики (тренды);
- текстовые сообщения;
- журнал событий.

15.5. Графики (тренды) должны отображать зависимость переменной во времени. Каждый график (тренд) должен располагаться на отдельных координатных полях. Для просмотра графиков (трендов) необходимо иметь возможность передвигаться по оси времени, сжимать или растягивать ось времени.

15.6. Мнемосхемы должны отображать работу оборудования в удобном для обслуживающего и оперативного персонала виде. На мнемосхемах должно быть отображено оборудование с маркировкой, принятой на объекте. Мнемосхема должна соответствовать реальной схеме объекта. На мнемосхеме должны отражаться единицы измерения, принятые в проекте.

15.7. Требования к мнемосхемам:

- мнемосхема представляет собой наглядное графическое изображение функциональной схемы управляемого или контролируемого объекта. Это может быть технологический процесс, энергетическая система. Наглядно отображая структуру системы, мнемосхема облегчает оператору запоминание схем объектов, взаимосвязь между параметрами, назначение приборов и органов управления;

- мнемосхема должна быть простой, не должна содержать лишних, затемняющих элементов, а отображаемая информация должна быть четкой, конкретной и краткой, удобной для восприятия и дальнейшей переработки;

- мнемосхема должна соответствовать технологической схеме объекта управления и отображать логику контролируемых и управляемых процессов, способствовать упрощению поиска и опознания нужной информации и оперативному

принятию правильных решений;

– для всех объектов на мнемосхеме должно существовать рабочее и зарезервированное состояние. Рабочее состояние – состояние, при котором производится штатная работа системы. Для всех объектов зарезервированными состояниями считаются:

- авария – красный цвет;
- ремонт, блокировка – желтый цвет;
- недостоверность, неопределенность – тёмно-серый.

В состоянии недостоверности вместо текущего значения отображаются символы «NaN», либо другой символ однозначно интерпретированный, как недостоверность данных.

15.8. Требования к представлению графиков (трендов):

- несколько параметров на одном графике (тренде);
- подписи по выбранному указателю графика (тренду), содержащие:
 - наименование параметра;
 - значение параметра;
 - дата и время измерения значения;
- возможность ручного задания масштаба оси значений или автоматический выбор на основании отображаемых значений;
- наличие визира;
- возможность отображения границ штатного и нештатного режимов на оси значений:

- штатный режим;
- предупреждение;
- нештатный режим;
- комбинированный формат – формирование экранов отображения, на которых размещаются перечисленные выше формы отображения по различным параметрам и объектам.

15.9. Требования к защите от влияния внешних воздействий:

По степени защищенности шкафы АСУ ТП и СД должны иметь степень защиты:

- не ниже IP42 – в помещениях щитовых, диспетчерских;

- не ниже IP54 – рядом с технологическим оборудованием.

15.10. АС должны сохранять свои характеристики при воздействии внешних постоянных магнитных и переменных полей с частотой (50 ± 1) Гц с напряженностью до 400 А/м.

15.11. АС должны сохранять работоспособность в диапазоне температур окружающей среды места установки.

15.12. Для устройств связи с объектом, располагаемых непосредственно у технологических аппаратов, должны быть обеспечены условия взрывопожаробезопасности согласно категории помещения, в котором располагается оборудование. Должна предусматриваться защита технических средств от внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания. Для этих целей в АС должны применяться специальные аппаратные и схемные решения для каналов ввода/вывода, подверженных помехам:

- информация от двухпозиционных датчиков должна проходить через узлы защиты от «дребезга» контактов и узлы защиты от перенапряжений;
- применение экранированных пар для передачи электрических сигналов;
- фильтрация помех по цепям питания;
- гальваническая развязка между территориально-распределёнными техническими средствами;
- применение микропроцессорной элементной базы с повышенной помехозащищённостью;
- при сбоях (пропадании) электропитания на вводе 220В переменного тока функционирование оборудования АСУ ТП и СД не должно нарушаться за счет использования внутренних источников бесперебойного питания (ИБП), поддерживающих работоспособность АС в течение не менее 20 мин.; в ЦТП следует устанавливать ИБП для сохранения электропитания автоматики и СД в случае аварийного отключения электроснабжения в течение 3-х часов.

16. Требования к надежности АСУ ТП

Для обеспечения надежности АСУ ТП необходимо использовать следующий подход:

- построение АС в виде функционально-распределенных систем,

объединяемых в единые структуры;

- выбор ремонтно-пригодных технических средств с наиболее высокими показателями наработки на отказ;

- возможность восстановления работоспособности систем за минимальное время при экономически оправданной стоимости ремонта (реализуется на уровне разработки как использование максимально простых, распространенных и универсальных компонентов системы (реле, модулей ввода/вывода и т.п.) для обеспечения простой покомпонентной замены неисправных частей, а также для исключения взаимного влияния и предотвращения распространения последствий аварии);

- реализация в АС возможности подключения дополнительных датчиков и исполнительных механизмов (до 10% резерва по каждому типу подключения аналоговых и дискретных).

16.1. Тестируемость – возможность установления факта правильного функционирования системы и её составляющих частей (реализуется как система диагностики состояния основных подсистем АСУ ТП: энергоснабжения и линий связи и управления, состояния контроллеров, узлов SCADA, активного оборудования ЛВС. Минимальные требования – возможность локальной проверки работы на месте; максимальные – создание централизованных систем мониторинга состояния систем и компонентов).

16.2. Диагностируемость – возможность быстрого нахождения неисправной части/компонента системы (реализуется в части системотехники как возможность визуального определения неисправных компонентов систем управления и оборудования связи (индикаторы и пр.), а также обеспечение поиска неисправности при помощи специализированного ПО либо штатными средствами контроллеров АСУ ТП);

16.3. Простота обслуживания и эксплуатации – минимальные требования к квалификации и дополнительному обучению эксплуатирующего систему персонала (реализуется так же, как требования минимального количества максимально универсальных инструментальных и программных средств, необходимых для эксплуатации и выбора простых в освоении технических и программных средств).

16.4. Экономичность – обеспечение минимальных расходов при внедрении

и в процессе функционирования систем при условии выполнения основных производственных требований (реализуется как ограничение максимального уровня и объёма автоматизации технологических процессов рамками экономической целесообразности с учетом требований надежности и безопасности работы. Учитывается оптимальная унификация программных и технических средств, обеспечивающая интеграцию уже имеющихся решений).

16.5. Внедряемость – минимальное время на проектирование и развертывание (монтаж и пуско-наладку) системы.

16.6. Модифицируемость – возможность модернизации систем без замены их ключевых компонентов для обеспечения работы с новым/дополнительным технологическим оборудованием и устройствами.

16.7. Расширяемость – возможность ввода в систему дополнительных сигналов, устройств или функциональных возможностей контроля и управления, не предусмотренных в первоначальном техническом задании.

16.8. Нарастиваемость – возможность масштабирования, увеличения размера автоматизированной системы при увеличении размера или числа объектов автоматизации.

16.9. Открытость – соответствие современным промышленным стандартам, которое обеспечивает возможность интеграции с другими открытыми системами, возможность простой интеграции доступных модулей и частей системы достаточно широкого ряда производителей.

16.10. Взаимозаменяемость – возможность замены любого компонента системы на аналогичный другого производителя, имеющийся в свободной продаже.

16.11. Модульность – способность аппаратного или программного обеспечения к модификации путем добавления, удаления или замены отдельных модулей системы без влияния на оставшуюся ее часть.

16.12. Универсальность – возможность перенастройки системы для работы с новыми технологическими процессами при модернизации технологического оборудования.

16.13. Стандартность пользовательского интерфейса – стандартизация пользовательских интерфейсов с целью сокращения расходов на обучение и количества ошибок персонала в процессе эксплуатации систем.

16.14. Актуальность – максимальная длительность жизненного цикла без существенного морального и физического старения системы, достигаемая путем постоянного обновления аппаратных и программных компонентов на базе выбранных долгоживущих промышленных стандартов и оборудования.

16.15. Автономность – слабая связанность элементов архитектуры между собой, т.е. деление системы на части следует производить так, чтобы поток информации через связи был минимален, и через них не замыкались контуры автоматического регулирования (реализуется как максимальная независимость на горизонтальном уровне систем управления от отдельных технологических процессов).

16.16. Безопасность – соответствие требованиям промышленной безопасности в отношении управляемых и контролируемых объектов технологического процесса и технике безопасности обслуживающего и оперативного персонала (реализуется разработка максимально надежных алгоритмов автоматической работы сооружений, не позволяющих ввод некорректных параметров и вмешательство в работу систем управления. Действия оператора и дистанционное управление максимально ограничиваются рамками технологического регламента работы оборудования).

16.17. Защищенность – обеспечение современных требований по защите систем от действий злоумышленников и неквалифицированных пользователей (реализуется путем максимальной изоляции и отделения АСУ ТП от корпоративных сетей, а также полной изоляции от общедоступных сетей. Разрабатывается также политика физического и программного ограничения доступа к АСУ ТП, управления доступом, мониторинга действий персонала, разграничения и управления правами авторизованных пользователей АСУ ТП).

17. Требования к объектам, подключаемым к СД

К системе диспетчеризации подключаются следующие объекты:

- оснащаемые при строительстве и реконструкции современной системой автоматизации АСУ ТП с оборудованием диспетчеризации, каналообразующим оборудованием в соответствии с настоящими требованиями и требованиями информационной безопасности;

- объекты, оснащенные устаревшей системой автоматизации АСУ ТП после

частичной или полной замены системы автоматизации с оборудованием диспетчеризации, каналообразующим оборудованием в соответствии с настоящими требованиями и требованиями информационной безопасности;

- объекты, ранее оснащенные оборудованием СД и существующим функционалом;

- объекты со смешанной автоматизацией в части оборудования ЛСАУ с объединением в общую технологическую сеть.

18. Требования к нижнему подуровню СД

18.1. Для обеспечения информационной безопасности нижний уровень СД должен быть отделен от АСУ ТП объекта межсетевым экраном.

18.2. Не допускается объединение в одном устройстве функций диспетчеризации и управления технологическим процессом.

18.3. На нижнем подуровне СД должен применяться компактный промышленный минисервер (ИМСД) под управлением ОС Linux, выполняющий функции сбора и передачи информации, с установленным исполнительным модулем СКАДА РТ (клиент-сервер) и базой данных либо свободно программируемый контроллер (ПЛК), который обеспечит формирование пакета данных для передачи в верхний подуровень СД.

18.4. Техническое решение по применению ИМСД или ПЛК реализуется по согласованию с ответственным подразделением на этапе проектирования, учитывая целесообразность.

18.5. В случае использования на объекте ИСМД сбор пакета данных формируется максимально возможным из общего перечня параметров АСУ ТП, исключая управляющие. Перечень собираемых параметров должен быть уточнен на этапе проектирования после предоставления перечня сигналов АСУ ТП в соответствии с настоящими требованиями.

18.6. В случае использования на объекте ПЛК сбор пакета данных формируется максимально возможным из общего перечня параметров. Перечень собираемых параметров должен быть уточнен на этапе проектирования после предоставления перечня сигналов АСУ ТП в соответствии с настоящими требованиями.

18.7. Протокол информационного обмена с верхним подуровнем СД ИМСД - OPC UA, при применении ПЛК - Modbus TCP или OPC UA.

19. Требования к выбору технических средств СД

19.1. Компонентная база, основное оборудование и программное обеспечение должны быть российского производства. Допускается применение импортного оборудования при соответствующем обосновании (отсутствие аналогов отечественного производства).

19.2. Применяемые промышленные компьютеры и ПЛК должны быть российского производства, иметь все необходимые сертификаты.

19.3. Для построения систем диспетчеризации должны использоваться серийно выпускаемые программно-технические комплексы, состоящие из однотипных ПЛК, с учетом технических характеристик, обеспечивающих выполнение заданных функций диспетчеризации и соответствовать разделу 10 настоящего стандарта.

19.4. При выборе групп оборудования с комплектными системами управления и учёта следует выбирать оборудование с однотипными системами управления и однотипные системы учёта, которые могли бы объединяться в единые локальные сети.

19.5. Базовое стандартное программное обеспечение (операционная система) контроллера не должно подвергаться изменениям, чтобы удовлетворить какие-либо требования пользователя.

20. Требования к верхнему подуровню СД

20.1. Верхний подуровень должен быть построен согласно принципам построения клиент-серверных технологий в соответствии с архитектурой построения СД, представленной в Приложении №1.

20.2. Архитектура серверной части программного обеспечения должна строиться по принципу микро сервисных технологий, которые должны функционировать независимо, и отказ одного сервиса не должен влиять на функционирование остальных. Отдельно должны быть выделены сервисы навигации, сбора данных, сервис информационного обмена с клиентами, сервис базы данных,

сервис приложений.

20.3. Функционал серверной части должен быть зарезервирован. Рекомендуется применить технологии виртуализации на базе программного обеспечения с открытым исходным кодом XEN или KVM.

20.4. Технические характеристики аппаратной части серверов должны выбираться таким образом, чтобы обеспечить выполнение всех задач верхнего подуровня, при этом база данных должна обеспечить хранение данных в течение не менее, чем трех лет. Рекомендованные параметры аппаратной части ИМСД и виртуальных серверов СКАДА должны определяться проектной документацией на этапе проектирования с 20% запасом.

20.5. Клиентами верхнего подуровня выступают АРМ на базе стационарных компьютеров и/или мобильных устройств. СД должна разрабатываться и корректироваться так, чтобы клиентом к серверной части могло быть любое устройство с веб-браузером, поддерживающее актуальные web-протоколы.

20.6. Требования к программному обеспечению:

- в качестве операционной системы ИМСД и серверов СД должна применяться ОС российского производства либо свободно распространяемая ОС на базе Linux. Рекомендовано использовать ОС Astra Linux «Орел», а при необходимости обеспечения класса защищенности АСУ ТП по ИБ - ОС Astra Linux «Воронеж»;

- при необходимости обеспечения любого класса защищенности АСУ ТП по ИБ необходимо применять ОС Astra Linux «Воронеж»;

- в качестве СКАДА-системы верхнего подуровня должна применяться СКАДА, ранее внедрённая в Обществе, российской разработки, требующая в случае необходимости приобретения лицензии. Все компоненты СКАДА-системы должны функционировать под ОС Linux.

- в качестве СКАДА-системы нижнего уровня должна применяться Мастер СКАДА 4D или аналог программного обеспечения;

- в случае применения программного обеспечения СКАДА-системы с закрытым исходным кодом, требующего приобретения лицензии, все компоненты СКАДА-системы должны функционировать под ОС Linux.

- СКАДА-система должна быть российской разработки и включена в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных;

- в качестве базы данных СД рекомендовано использовать PostgreSQL.

21. Требования к организации каналов передачи данных нижнего подуровня СД

Передача данных с нижнего подуровня СД в верхний осуществляется через подключение объектов к корпоративной сети передачи данных (КСПД). Корпоративная сеть обеспечивает информационный обмен между компонентами ИТ-инфраструктуры, автоматизированными информационными системами и пользователями. КСПД предназначена для организации единого информационного пространства с целью обеспечения бизнес- и технологических процессов компании.

В зависимости от типа и роли объекта выбирается способ подключения его к КСПД:

- к объектам первого типа относятся котельные и ЦТП без обслуживающего персонала. Такие объекты должны быть подключены по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС) на скорости не менее 100 Мбит/с с организацией резервного GSM канала. Допустимо применение в качестве основного канала GSM с резервированием на объектах, где отсутствует техническая возможность подключения к ВОЛС или целесообразность (высокая стоимость, размещение объекта вдали от инфраструктуры);

- к объектам второго типа относятся котельные и ЦТП с обслуживающим персоналом. Такие объекты должны быть подключены по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС) на скорости не менее 30 Мбит/с (определяется фактической информационной мощностью объекта и оснащенностью различными автоматизированными системами) со 100% «горячим» резервированием, допускающим резервирование по беспроводным (сотовым) каналам связи. Допустимо применение в качестве основного канала GSM с резервированием на объектах, где отсутствует техническая возможность подключения к ВОЛС или целесообразность (высокая стоимость, размещение объекта вдали от инфраструктуры);

- к объектам третьего типа относятся все остальные производственные объекты и точки контроля без диспетчерского или дежурного персонала (ДНС, КНС). Для таких объектов допустимо применение в качестве основного канала GSM.

22. Требования к обеспечению информационной безопасности объектов критической информационной инфраструктуры АСУ ТП

АСУ ТП должны соответствовать Требованиям по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации (Приказ № 239 ФСТЭК России от 25.12.2017), в соответствии с Федеральным законом от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

Все применяемые СЗИ должны быть совместимы с используемыми системами обеспечения информационной безопасности АО «ТЭК СПб».

Минимально на объекте КИИ без категории должны быть реализованы организационные и технические меры не ниже 3 категории.

Законом установлен ряд требований по обеспечению безопасности объектов КИИ, направленных на обеспечение устойчивого функционирования значимых объектов КИИ РФ при проведении в отношении них компьютерных атак.

В соответствии с законодательством, в проектируемых АСУ ТП необходимо предусматривать:

- защиту от удаленного и/или локального бесконтрольного доступа к программным и программно-аппаратным средствам АСУ ТП;
- защиту информации и данных при их передаче по каналам связи при удаленном доступе к программным и программно-аппаратным средствам объекта КИИ.

Для значимых объектов КИИ должны быть соблюдены требования по резервированию и отказоустойчивости (кластер из СКЗИ с питанием от разных независимых источников, при наличии возможности горячий резерв по блокам питания СКЗИ).

Должна обеспечиваться криптографическая защита информации от модификации и навязывания (ввода ложной информации) при ее передаче (подготовке к передаче) по каналам связи, в том числе беспроводным каналам связи.

Дополнительно компоненты АСУ ТП и СД должны обеспечивать идентификацию и аутентификацию пользователей по уникальному идентификатору и паролю при наличии соответствующего функционала.

Должна быть реализована модель ролевого доступа, обеспечивающая возможность разрешения или запрета выполнения заданных операций при наличии соответствующего функционала.

Должны быть обеспечены контроль и управление физическим доступом к компонентам АСУ ТП и СД, а также в помещения и сооружения, в которых они установлены, исключающие несанкционированный физический доступ.

Защита информации от несанкционированного доступа в АСУ ТП должна обеспечиваться на всем жизненном цикле и во всех режимах функционирования.

Все технические решения в рамках создания АСУ ТП должны быть протестированы на совместимость с используемыми наложенными средствами защиты информации.

Системное и прикладное ПО должно пройти комплексные проверки на совместимость с используемыми наложенными средствами защиты с проверкой основного функционала и подтверждением отсутствия негативного влияния на технологический процесс.

Вышеуказанные требования обязательны для применения на следующих видах объектов: котельные, ЦТП, НСС и ПНС, за исключением ТГУ, ДНС и передвижных котельных при условии, если на объекте отсутствует возможность удаленного управления технологическим оборудованием по согласованию с отделом по безопасности информационной инфраструктуры АО “ТЭК СПб”.

23. Требования к организации присоединения объекта СД к КСПД

23.1. Подключение АСУ ТП к СД и КСПД необходимо осуществлять в соответствии с типовой схемой организации подключения объектов диспетчеризации к КСПД (Приложение №3). Указанное на схеме оборудование является рекомендуемым за исключением криптошлюза, который устанавливается сотрудниками Общества.

23.2. На сетевом оборудовании должны быть настроены встроенные механизмы сетевой безопасности, все неиспользуемые сетевые интерфейсы должны быть отключены.

23.3. Размещение сетевого оборудования необходимо производить в шкафу передачи данных.

23.4. Шкаф должен быть оборудован блоком вентиляторов и обеспечивать рекомендуемый диапазон рабочей температуры устанавливаемого сетевого оборудования.

23.5. Шкаф должен иметь щеточный кабельный ввод, иметь защитное заземление, иметь двусторонний доступ для обслуживания, закрываться с использованием встроенного замка.

23.6. Допускается использовать шкаф, общий для оборудования обеспечения информационной безопасности и оборудования сети передачи данных.

23.7. Минимальный размер шкафа – 24U с разделением на две равные секции. Минимальная глубина шкафа – 800мм.

23.8. Для обеспечения отказоустойчивой системы электропитания сетевого оборудования необходимо использовать источник бесперебойного питания отечественного производителя, обеспечивающий автономную работу сетевого оборудования не менее 30 мин, стоечного исполнения с возможностью управления по сети (SNMP). Выбор ИБП подтверждается расчетом нагрузок и временем автономной работы. Для подключения сетевого оборудования используется розеточный модуль для 19” шкафа с возможностью удаленной перезагрузки отдельных розеточных портов.

23.9. Коммутатор для подключения устройств сегмента АСУ ТП должен быть управляемым коммутатором уровня L2, иметь отечественное происхождение, промышленное исполнение. Количество портов определяется по количеству подключаемых устройств с обеспечением обязательного резерва. В случае использования нескольких коммутаторов необходимо предусмотреть порты для обеспечения связности между ними.

23.10. Каналообразующее оборудование должно обеспечивать сетевую связность с КСПД АО «ТЭК СПб» при помощи основного канала ВОЛС и резервного канала GSM с использованием промышленного маршрутизатора.

23.11. Для достижения приемлемого уровня сигнала (RSSI от -83 до -53 dBm) необходимо предусмотреть возможность выноса GSM антенны за пределы помещения объекта с установкой на мачту и подводом антенного кабеля к маршрутизатору. Совместимая антенная мачта с GSM антенной выбирается исходя из возможности установки на конкретном объекте.

23.12. Антенный кабель укладывается в отдельный кабель-канал или гофрированную трубу на расстоянии не менее 1м от силовых линий. Все технологические отверстия, необходимые для прокладки антенного кабеля, должны быть герметичны.

23.13. Средства защиты информации должны обеспечивать криптографическую защиту каналов связи с использованием криптографических алгоритмов ГОСТ, а также межсетевое экранирование сегмента АСУ ТП от общего сегмента сети. Средства защиты информации должны быть сертифицированы в соответствии с действующим законодательством РФ (ФСБ России в качестве СКЗИ и ФСТЭК России в качестве МЭ). Допускается объединение функционала криптографической защиты каналов связи и межсетевого экранирования в рамках одного устройства. Рекомендуется использовать криптошлюз с функциями межсетевого экрана.

23.14. Криптошлюз с функциями межсетевого экрана должен обеспечивать разделение технологической и корпоративной сетей передачи данных, а также иметь достаточное количество сетевых интерфейсов для коммутации оборудования (рекомендуемая модель криптошлюза с функциями межсетевого экрана – С-Терра Шлюз 200).

23.15. Спецификация и технические решения по средствам защиты информации должны быть согласованы с Дирекцией по цифровой трансформации и отделом по безопасности информационной инфраструктуры.

23.16. Для обеспечения сетевой связности и совместимости с используемыми СЗИ требуется согласование используемого оборудования и способа подключения к вышестоящему сегменту с профильными подразделениями (ДЦТ, ОБИИ и пр.) АО «ТЭК СПб» до начала проектирования.

23.17. Если на таких объектах, как ТГУ, ДНС, передвижные аварийные котельные применение вышеуказанного оборудования является нецелесообразным, а также в случае отсутствия места для установки телекоммуникационного шкафа, необходимо дополнительно запросить требования в дирекции по цифровой трансформации и в отделе по безопасности информационной инфраструктуры АО «ТЭК СПб».

23.18. Диапазон сетевых настроек оборудования СД и ЩПД до начала ПНР

запрашивается в дирекции по цифровой трансформации АО «ТЭК СПб» с предоставлением схемы структуры сети, количеством, и типом сетевых устройств.

24. Требования к проектированию АСУ ТП и СД

Данные требования являются базовыми при проектировании Систем, а также в обязательном порядке должны учитываться при проектировании АСУ ТП и СД.

24.1. Разработка проектной, рабочей и исполнительной документации АСУ ТП должна быть выполнена в соответствии с требованиями следующих НТД:

- ГОСТ 34.602-2020 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

- ГОСТ Р 59795-2021 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;

- ГОСТ 21.613-2014 Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования;

- ГОСТ 34.201-2020 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

- ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;

- ГОСТ Р 59792-2021 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем;

- ГОСТ 21.101-2020 Основные требования к проектной и рабочей документации;

- ГОСТ 21.702-2011 Правила выполнения электрических схем;

- СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76 (с Изменением № 1);

- СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция

СНиП 3.05.07-85;

- СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
- СП 373.1325800.2018 Источники теплоснабжения автономные;
- СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003

- Указ Президента РФ от 30.03.2022 № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

- Федеральный закон РФ от 26 июля 2017 г. № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;

- Приказ ФСТЭК России от 21 декабря 2017 г. № 235 «Об утверждении Требований к созданию систем безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и обеспечению их функционирования»;

- Приказ ФСТЭК России от 25 декабря 2017 г. № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;

- Указ Президента Российской Федерации от 01.05.2022 № 250 «О дополнительных мерах по обеспечению информационной безопасности Российской Федерации»;

- ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения»

24.2. Перед началом работ проектная организация в обязательном порядке согласовывает перечень основного применяемого оборудования и структуру построения АСУ ТП и СД.

24.3. При комплектной, а также заводской поставки ПТК к комплекту рабочей документации должны прилагаться следующие документы:

- программа и методика испытаний (общая);
- программа и методика испытания защит (если применимо);
- технологическая инструкция;
- инструкции на КТС (если применимо);
- инструкции по эксплуатации (если применимо – для комплектно

поставляемых устройств);

- руководство пользователя (для АРМ, панелей оператора);

- алгоритм запуска-останова агрегата (если применимо).

24.4. Техническое задание на создание АСУ ТП и СД объекта на основании требований ГОСТ 34.602-2020, обязательно при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и модернизации котельной в случае постоянного присутствия оперативного персонала.

24.5. В составе проектной документации (том ИОС) должно быть предусмотрено следующее:

– Пояснительная записка (текстовая часть с обоснованием выбора и подробным описанием автоматизируемых функций системы и применяемых технических средств измерения и автоматизации) включая раздел по информационной безопасности с описанием реализуемых организационных и технических мер по информационной безопасности);

– ведомость проекта (с указанием смежных разрабатываемых томов);

– структурная схема комплекса технических средств;

– схема автоматизации котла (функциональная) в развернутом виде;

– план расположения оборудования;

– разрешительная документация отдельным файлом.

24.6. Состав рабочей документации (том АТМ, АГСВ, АОВ), т.е. технического обеспечения (ТО), должен соответствовать требованиям ГОСТ 21.408-2013 в полном объеме, а также дополнительно в части информационного, общесистемного, математического (в электронном виде алгоритм программного обеспечения в виде блок-схем с комментариями) обеспечения – ГОСТ 19.101–2024, ГОСТ Р 59795–2021.

Таблица входных/выходных сигналов. Относится к разделу проекта информационного обеспечения (далее по тексту ИО - решения по информационному обеспечению). Разрабатывается и заполняется на стадии проекта в соответствии с Приложением №2, входит в рабочую и исполнительную документацию. Разрабатывается в обязательном порядке для всех проектов автоматизации. Таблица входных/выходных сигналов (иначе «Перечень входных сигналов и данных», код В1) служит для исчерпывающего описания всех физических сигналов контроля и управления, включенных в проект по автоматизации. Таблица сигналов содержит как

входные данные: данные средств измерения, сигналы состояния оборудования и средств контроля; так и выходные данные: сигналы управления, включения/выключения, аналоговые установки, переключения режимов и пр. сигналы. В таблицу включаются все физические сигналы, используемые в проекте автоматизации независимо от интерфейса, способа представления и др., если они попадают в контроллер АСУ ТП или передаются в СД. Логические сигналы в таблице не отражаются и не учитываются. (Приложение №2. Карта регистров).

Перечень аварийных и технологических сообщений. Относится к разделу проекта ИО - решения по информационному обеспечению.

Должен быть приведен полный перечень всех аварийных и технологических сообщений объекта с расшифровкой текста сообщений и указанием точного физического смысла условий их возникновения.

Пример перечня для аварийного (1) и технологического (2) сообщения:

№	Краткий текст сообщения **	Полный текст сообщения **	Имя тэга в SCADA	Условия появления сообщения	Примечание
1.а	ВУ температурного режима	Температура подачи Т1- превышение температурного режима	TO_KS_SO_01_D_TT_TI_C_AI 01	>5%	Дать ссылку на таблицу сигналов проекта.
1.б	НУ температурного режима	Температура подачи Т1- Низкий уровень температурного режима	TO_KS_SO_01_D_TT_TI_C_AI 01	<5%	Указать АРМ или Роли в проекте, для которых используются данные сообщения.
2.	Авария ОГК	Авария ОГК	GP_XX_SB_XX_X_GK_AL_C_DI	=1	

Схема принципиальная (электрическая, пневматическая, гидравлическая). Относится к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код СБ по ЕСКД). Разрабатывается на стадии РД проекта согласно требованиям ГОСТ 21.702-2011 Правила выполнения электрических схем. Является обязательной частью проекта автоматизации. В составе проекта допускается создание отдельных принципиальных схем в соответствии с функциональной нагрузкой, например: схема управления задвижкой, схема включения насоса, схема шкафа управления и т.п. Как правило, выполняются схемы электропитания и подключения всего оборудования АСУ ТП, входящего в проект, на отдельных листах. Для одинаковых приборов/датчиков выполняются типовые схемы. На схеме помещаются необходимые текстовые пояснения, например, указывается расчет и оценка потребляемой мощности, сечение и марка проводов.

Электрические принципиальные схемы шкафов управления выполняются в составе «Задания заводу-изготовителю» на шкаф управления, схемы информационных каналов связи и управления на объекте в разделах проекта: «Схема соединений внешних проводок» и «Схема подключения внешних проводок». В случае, если проект подразумевает управление отдельным технологическим процессом, например, насосной станцией, в проект автоматизации также включаются схема гидравлическая принципиальная и однолинейная схема энергоснабжения либо ссылки на соответствующие тома проекта и схемы. Данные схемы служат основой для разработки математического, программного обеспечения и алгоритмов управления, а также для разработки мнемосхем, видеокадров панелей управления.

Схема деления системы (структурная) относится к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код Е1 по ЕСКД). Выполняется на стадии проекта. Выполняется для больших, комплексных проектов автоматизации с указанием деления разрабатываемой системы на подсистемы и разделы в соответствии с технологической структурой объекта, уровни управления (автоматическое управление технологическими процессами, диспетчерский контроль и управление, управление предприятием и т.п.). Цель разработки данной схемы – дать общее представление о делении системы на функционально различные части, связанные потоками данных и управляющих команд. В случаях локальных проектов автоматизации для реализации системы достаточно Схемы структурной комплекса

технических средств.

Схема автоматизации - первый документ в составе проекта, который является ключом к пониманию устройства системы АСУ ТП на объекте. Схема автоматизации относится к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код СЗ по ЕСКД). Выполняется на стадии проекта. Из схемы должно быть понятно, что именно автоматизируется в данном объекте/технологическом процессе, чем планируется управлять. На схеме автоматизации должны быть указаны все компоненты проекта, а также смежные и связанные системы, их названия, связи с указанием функционального назначения и интерфейсов передачи данных. На схеме автоматизации также размещаются таблицы обозначений элементов и необходимые текстовые пояснения. Таким образом, схема автоматизации должна содержать: упрощенное изображение объекта управления или его части, для которой составлена схема; смежные, в том числе уже существующие системы, с которыми осуществляется связь; средства технического обеспечения, участвующие в процессе, иллюстрируемом схемой (условными обозначениями по действующим документам), за исключением вспомогательных устройств и аппаратуры (источники питания, реле, магнитные пускатели); указываются все основные средства контроля и управления, приборы, контроллеры и АРМ управления, коммуникационное оборудование, источники бесперебойного питания и прочие составляющие проекта; для каждого указывается название по проекту, тип/марка, назначение и необходимая для понимания функционального назначения детализация (например: модули контроллера и порты ввода/вывода); функциональные связи между средствами технического обеспечения, изображаемыми на схеме, а также внешние функциональные связи средств технического обеспечения, изображенных на схеме, с другими техническими средствами и существующими системами автоматизации; для линий связи и управления указывается тип и маркировка кабельных трасс по проекту, протоколы связи, функциональное назначение линий; может также указываться адресация сегментов промышленных сетей и другая необходимая информация; таблицу примененных в схеме условных обозначений, не предусмотренных действующими документами. На схеме допускается давать необходимые текстовые пояснения.

План расположения оборудования и проводок (кабельных трасс) относится

к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код С7 по ЕСКД). Разрабатывается на стадии проекта и может уточняться на стадии РД проекта. Выполняется на плане объекта автоматизации (как правило, заказчиком предоставляются поэтажные планы БТИ зданий и сооружений либо планы и чертежи зданий). При проектировании новых трасс, если это предусмотрено в задании на разработку проекта, заказывается геоподоснова или исполнителем производится съемка на местности с привязкой кабельных трасс к существующим объектам. План расположения оборудования и проводок содержит схему расположения всех существенных единиц оборудования и кабельных трасс между ними. Служит для общего определения мест расположения оборудования и привязки кабельных трасс на объекте. План должен содержать обозначения оборудования и кабельных трасс в соответствии с принятой в проекте системой обозначений. Допускаются текстовые пояснения, размещение дополнительной информации: указание интерфейсов связи, этапов реализации проекта, стыковка с существующими системами автоматизации, способы прокладки кабельных трасс, профили существующих коллекторов, номера люков и пр.

Схема соединений внешних проводок относится к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код С4 по ЕСКД). Выполняется на стадии РД проекта. На схеме должны быть указаны: электрические провода и кабели, импульсные, командные, питающие, трубопроводы, защитные трубы, короба и металлорукава (с указанием их номера, типа, длины и, при необходимости, мест подсоединения), прокладываемые вне щитов и кроссовых шкафов; запорно-регулирующая арматура с электроприводами, датчики, регулирующие клапаны и т.п., встраиваемые в технологическое оборудование и трубопроводы с указанием номеров их позиций по заказной спецификации и номеров чертежей их установки; приборы, регуляторы, исполнительные механизмы и т.п., устанавливаемые вне щитов, с указанием номеров их позиций по заказной спецификации и номеров чертежей их установки; щиты и пульты управления, шкафы автоматизации с указанием их наименований и обозначением таблиц подключения щитов, пультов и шкафов управления; устройства защитного заземления щитов, шкафов автоматики, приборов и других электроприемников, выполненные согласно действующей нормативно-технической документации; технические характеристики кабелей, проводов,

соединительных и разветвительных коробок, труб, арматур и т.п., предусмотренных данной схемой, и необходимое их число; таблицу примененных в схеме условных обозначений, не предусмотренных действующими документами. На схеме допускаются необходимые текстовые пояснения. В поясняющих надписях на схеме приводят спецификации кабелей, проводов, труб и другой соединительной арматуры.

Схема подключения внешних проводок относится к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код С5 по ЕСКД). Выполняется на стадии РД проекта. На схеме подключений внешних проводок должны быть показаны вводные устройства (сборки коммутационных зажимов, штепсельные разъемы и т. п.) щитов, пультов, шкафов управления, соединительных коробок и подключаемые к ним кабели и провода. Схему подключений внешних проводок допускается не выполнять, если эти подключения показаны на схеме соединения внешних проводок. На схеме указываются обозначения вводных устройств (сборки коммутационных зажимов, штепсельные разъемы и т. д.) щитов, пультов, соединительных коробок и подключаемых к ним кабелей и проводов. В поясняющих надписях на схеме приводят спецификации вводных устройств.

Чертеж установки технических средств относится к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код СА по ЕСКД). Выполняется на стадии РД проекта. Обязательно разрабатывается для всех технических средств, входящих в состав строительно-монтажных работ по проекту и содержит информацию для строительно-монтажной организации, осуществляющей работы. Должен иметь привязку к планам или чертежам помещения, выполняться в масштабе, а не в виде схем, содержит ссылки на спецификации материалов, необходимых для монтажа и монтируемых изделий. На чертеже также должны быть обозначены внешние подводки, существующие и вновь прокладываемые кабельные каналы и прочие, существенные для выполнения монтажных работ элементы. Чертеж установки технических средств должен содержать исчерпывающую информацию для выполнения работ. Указываются: способ монтажа (настенный, напольный и др.); способы крепления; места привязки в помещении и необходимость подготовки, например, количество, диаметры и оформление отверстий в полу или стенах для кабельных вводов; состав работ по стыковке с существующими конструкциями заказчика (например, при креплении видеокамеры к зданию на кронштейне или при

добавлении шкафа в существующее помещение РТЗО) и др.

Чертежи формы документа (видеокадра) или иначе «мнемосхемы» относятся к разделу проекта ИО - решения по информационному обеспечению. Выполняются на стадии РД проекта в эскизном варианте. В дальнейшем, после завершения ПНР на объекте, используются в составе руководства пользователя в составе эксплуатационной исполнительской документации, разрабатываемой перед вводом объекта в эксплуатацию. Выполняются для всех проектов автоматизации, содержащих в своем составе встроенные сенсорные панели на шкафах управления или АРМ SCADA, отдельно для сенсорных панелей управления и отдельно для SCADA.

Эскизы видеокадров/мнемосхем выполняются в соответствии с требованиями государственных стандартов унифицированной системы документации и содержат необходимую информацию для выдачи задания на проведение пуско-наладочных работ: разработки ПО панелей управления шкафов автоматизации или АРМ оператора. Эскиз содержит в схематическом, удобном для восприятия оператором виде принципиальную гидравлическую, электрическую или иную схему объекта, контроль и управление которым осуществляется при помощи данного видеокадра. Каждый эскиз снабжается пояснениями, в которых указывают код видеокадра/мнемосхемы по проекту, наименование мнемосхемы, функциональное назначение, основные элементы отображения («легенду» мнемосхемы).

Чертежи общего вида пультов, щитов, шкафов управления относятся к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код ВО по ЕСКД). Выполняются на стадии РД проекта. Могут входить в состав задания заводу-изготовителю либо выполняться отдельно для кнопочных пультов местного управления, настенных панелей отображения и других средств управления и контроля, не требующих разработки задания заводу. Чертеж общего вида щита (пульта) должен содержать: компоновку и расположение приборов, аппаратуры, элементов мнемосхем и монтажных изделий, устанавливаемых на фронтальной плоскости щита или рабочей плоскости пульта и на внутренних плоскостях щита или пульта; виды на плоскости щита или пульта (или их участки) в местах ввода электрических и трубных проводок с расположением упрощенного изображения вводных устройств; схему расположения шкафов или панелей в плане (в случае

многошкафного или многопанельного щита или пульта); перечень щитов (пультов) приборов, аппаратуры, монтажных изделий и материалов, помещенных на чертеже. На чертеже допускаются необходимые текстовые пояснения.

Кабельный журнал, иначе называемый «Таблица соединений и подключений» относится к разделу проекта ТО - решения по техническому обеспечению (код Сб по ЕСКД). Выполняется на стадии РД проекта. Является обязательной частью проекта автоматизации, включающего прокладку кабелей или проводов. В документе должны быть отражены электрические и трубные соединения между аппаратами и приборами (монтажными изделиями), установленными в щитах, пультах, шкафах управления, установках агрегатных комплексов и т.п., а также подключения проводок к указанным техническим средствам. В кабельном журнале должны быть указаны наименования (маркировка по проекту) кабельных трасс; указания, откуда и куда идёт трасса (если соединяется несколько устройств - для каждого участка отдельной строкой в таблице); способы прокладки каждого участка с указанием длины; типа и марки кабеля, В кабельном журнале указывается: обозначение (маркировка по проекту) кабеля, провода; начало кабельной трассы (шкаф автоматизации - маркировка по проекту); конец кабельной трассы (оборудование, прибор, средства управления и контроля - маркировка по проекту); способ прокладки (через трубу, коллектор, короб с указанием длины каждого участка в метрах, диаметра трубы/марки короба/типа коллектора); промежуточные соединения (клеммные коробки, муфты, протяжные колодцы, ящики и т.п.); марка кабеля, провода; количество, число и сечение жил; общая длина трассы в метрах. Схема соединений внешних проводок и кабельный журнал вместе должны предоставлять исчерпывающую информацию о прокладке всех кабельных трасс в проекте.

Пояснительная записка к техническому проекту относится к разделу проекта ОР - общесистемные решения (код П2 по ЕСКД). Разрабатывается на стадии проекта. Является обязательной частью проекта автоматизации. Совместно со схемой автоматизации объекта должна давать полное общее представление о составе и взаимодействии средств автоматизации в проекте. Включает также описание существующих систем автоматизации объекта, с которыми связан проект.

25. Требования к приему-сдаче СМР и ПНР

В процессе приема-сдачи СМР и ПНР проводятся следующие мероприятия:

25.1. Монтаж технических средств и элементов АСУ ТП и СД должен выполняться в соответствии с требованиями СП 77.13330-2016, соответствующими руководствами по эксплуатации, проектной документацией.

25.2. Пусконаладочные работы производятся согласно проекту пусконаладочных работ. По завершении ПНР производятся испытания АС и СД.

25.3. Индивидуальные испытания, опробование, комплексное опробование. Опробование систем производится по программам испытаний (индивидуальных, комплексных), разрабатываемых пусконаладочной организацией, совместно с Заказчиком. Приемочные испытания АСУ ТП должны проводиться в соответствии с ГОСТ Р 59792-2021, ГОСТ 24.104-2023.

25.4. Предоставление исполнительной документации на бумажном и электронном носителе в соответствии с Приложением №4.

25.5. Предоставление на электронном носителе ПО и СПО ПЛК, НМИ, АРМ (инсталляционный дистрибутив СПО, актуальные проекты СПО до и после компиляции с комментариями разработчика, образ диска).

25.6. Передача ключей и сертификатов при использовании лицензируемого ПО, СПО.

25.7. Оценка соответствия проекту применяемых технических и программных средств.

25.8. Оценка соответствия проекта СПО, предоставленному на электронном носителе. Организует представитель подрядной организации.

25.9. Проверка соответствия предоставленных регистров сигнальных параметров с фактическими показаниями путем демонстрации на объекте с использованием специальных программных средств. Организует представитель подрядной организации.

25.10. Проверка соответствия привязки сигналов, параметров системы к оборудованию и датчикам осуществляется имитацией и воздействием на оборудование. Организует представитель подрядной организации.

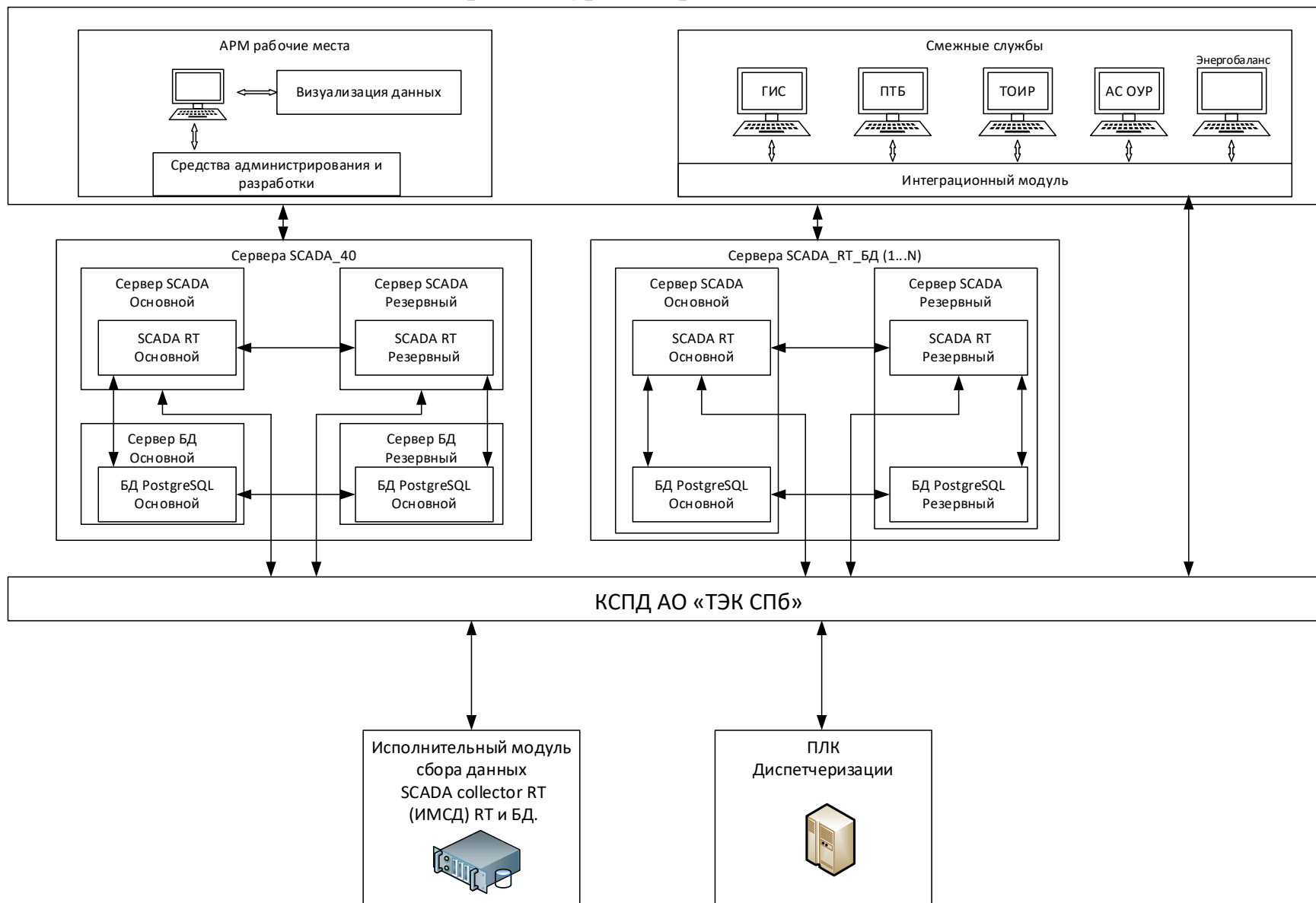
25.11. На всех этапах и уровнях создания Системы должна производиться

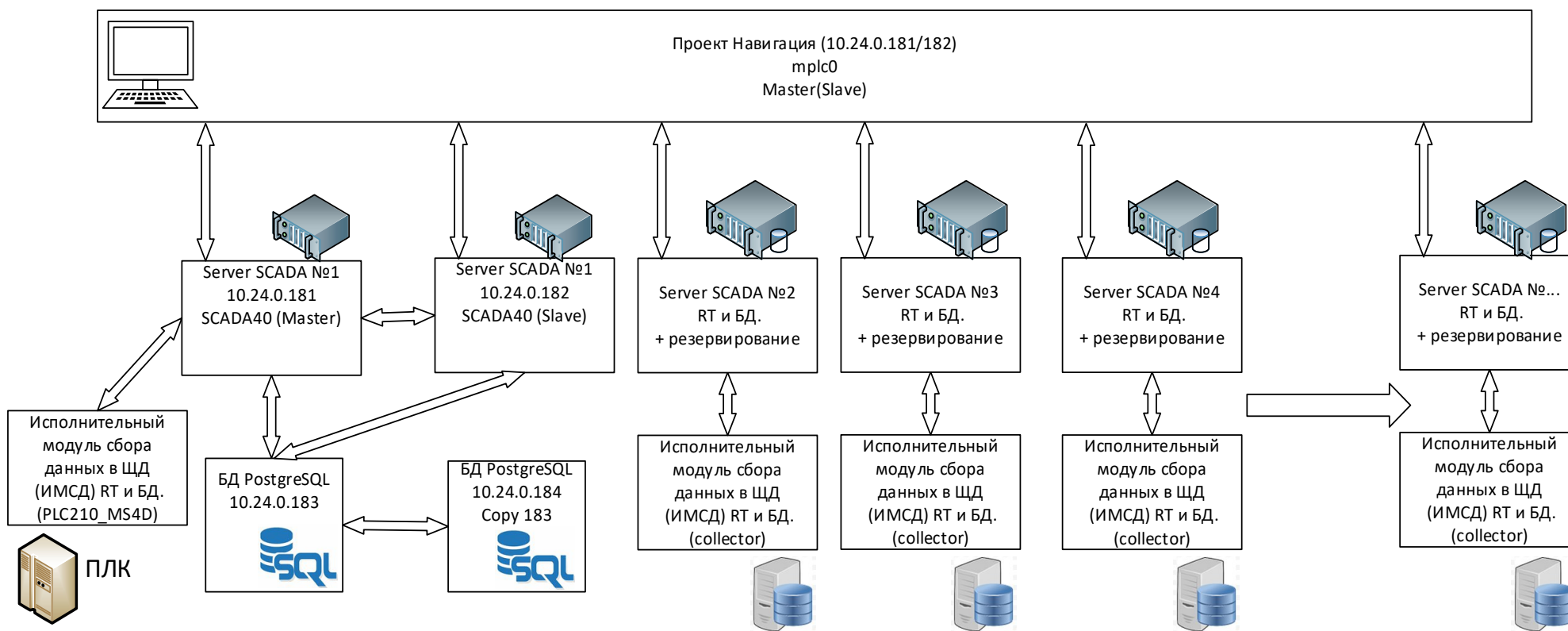
оценка соответствия проекту применяемых технических и программных средств.

25.12. После окончания приемочных испытаний оформляется акт приемки системы с перечнем передаваемых документов, технических и программных средств, а также акт соответствия сигнальных параметров.

Примечание: Все отступления от настоящих требований должны быть согласованы с соответствующими подразделениями АО «ТЭК СПб».

Архитектура построения СД





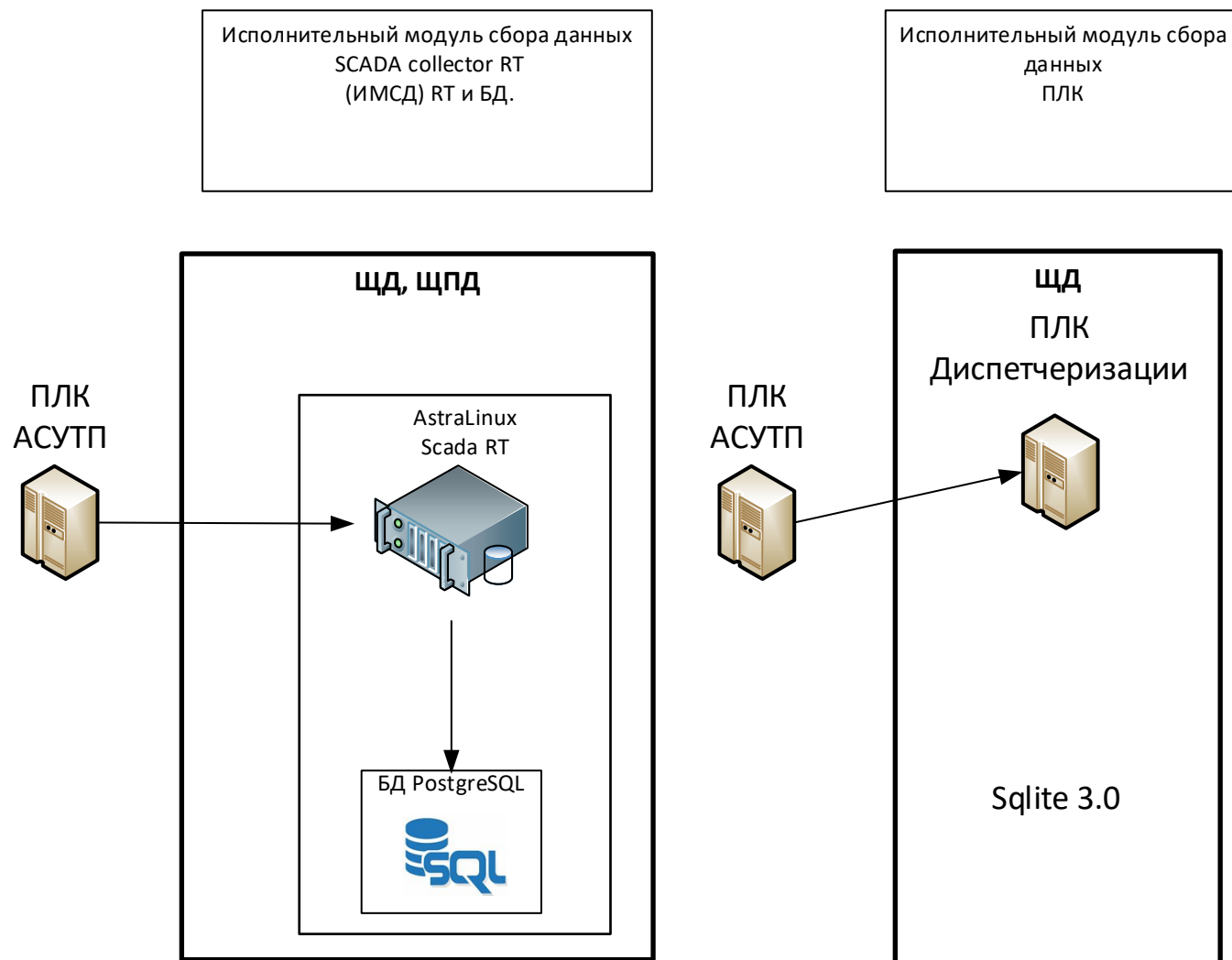


Таблица входных/выходных сигналов (Карта регистров)

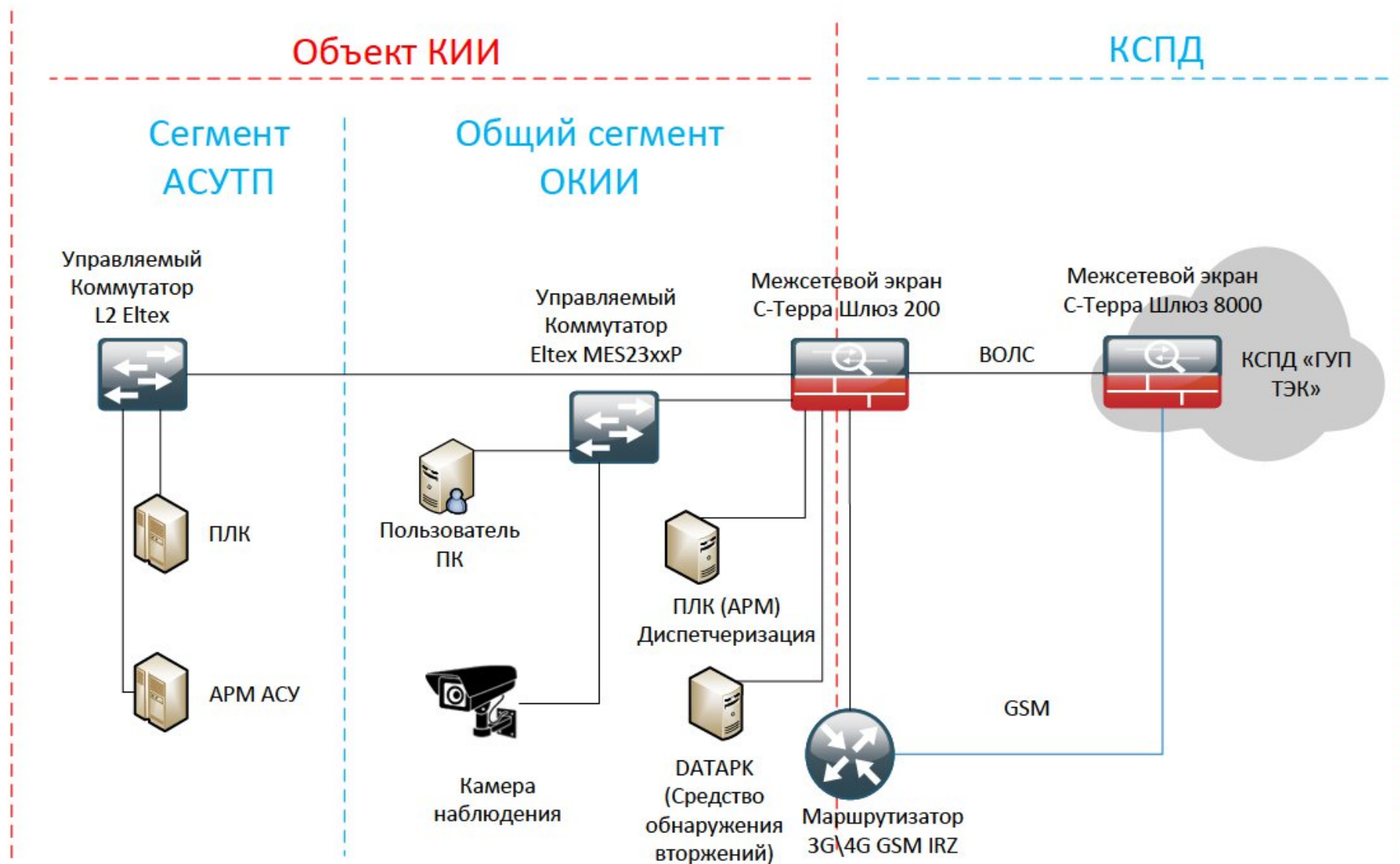
№	Характеристики исходных сигналов (источник сигнала)						Параметры сигналов в контроллере (ЩУК,ЩУН, ЩУ.....)								
	Наименование	Марка прибора, устройства	Тип	Диапазон	Шкала измерения	№ клеммного входа шкафа	Вход в модуль вводы вывода плк	Наименование	Входной порт/ ip-адрес, маска, шлюз	Входной порт/ разъем контроллера	Протокол опроса	Имя переменной	Тег переменной	Адрес переменной	Тип переменной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.	Теммп на выходе с котла	Ультразвуковой счетчик-расходомер, UPC-002B	AI Входной Аналоговый	4-20 мА	0 – 16000 м³/час	ЩУК1/X10(1,2)	A1.5., (модуль аналогового ввода на 4 изолированных входа)	Signetics(A1)	192.168.0.101/24	Вход модуля AI_1	нет	Расход сетевой воды 1	*	*	REAL
	Расход прямой сетевой воды цифровой		Цифровой RS485	0 – 16000 м3/час		ЩУК1х	A1.2., (модуль процессора вход RS232/485)	Signetics(A1)	192.168.0.101/24	Разъем RS485 №1 контроллера	Modbus RTU (Adr_1 9600)	Расход циф сетевой воды 1	*	*	REAL
	Счетчик расхода по водоводу №1		Цифровой RS485	0 – max REAL м3	Накопительный счетчик, м3	ЩУК1		Signetics(A1)	192.168.0.101/24			Счетчик расхода 1	*	*	DINT
2.	Задвижка открыта	выключатель положения закрыто электропривода	DI Входной Дискретный	0/24 В	Открыто/закрыто	ЩУК1/X20(1,2)	A1.3., ВК (модуль на 64 дискр. входа, 24В)	Signetics(A1)	192.168.0.101/24	Вход модуля DI_1	нет	Задвижка 1 открыта	*	*	BOOL
3.	Температура на выходе с котла	*	AI Входной Аналоговый	4-20 мА	*	ЩУК1/ХТ3(1,2)	A1.5., (модуль аналогового ввода на 4 изолированных входа)	Signetics(A1)	192.168.0.101/24	Вход модуля AI_2	нет	Температура ТКР1	*	*	REAL
4.	Пожар	C2000	DI Входной Дискретный	0/24 В	*	ЩУС1/ХТ11(1,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Р на выходе с котельной	АПС79/isp con	Цифровой Ethernet RJ-45	*	*	ЩД	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.	Авария котла 1	*	DO Выходной Дискретный	0/24 В	TRUE/FALSE	ЩУК1/X6(1,2)	A1.4., ВК (модуль на 16 дискр. выхода, 24В)	Signetics(A1)	192.168.0.101/24	Выход модуля DI_2	нет	Авария котла 1	*	*	BOOL

*- заполняется на этапе ПНР и входит в рабочую документацию

Параметры сигналов в контроллере ШУС											Параметры сигналов в контроллере ЩД									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
7	№ клеммного входа шкафа	Наименование	Входной порт/ ip-адрес, маска, шлюз	Входной порт/ разъем контроллера	Номер по проекту, марка модуля ввода/ вывода	Протокол опроса	Имя переменной	Тег переменной	Адрес переменной	Тип переменной	№ клеммного входа шкафа	Наименование	Входной порт/ ip-адрес, маска, шлюз	Входной порт/ разъем контроллера	Номер по проекту, марка модуля ввода/ вывода	Протокол опроса	Имя переменной	Тег переменной	Адрес переменной	Тип переменной
8	ЩУС (L2 Eltex port 3)	Schneider Twido TWDLCDE40D RF (A1)	192.168.0.121/24	Разъем Ethernet №1 контроллера	onboard eht1	Modbus TCP	Расход сетевой воды 1	*	*	REAL	ЩД (Eltex MES23 port 2)	Schneider BMX P34 (A1)	10.49.0.2/29 шлюз 10.49.0.1	Разъем Ethernet №1 контроллера	*	Modbus TCP	Расход теплоносителя прямой трубопровод №1	*	*	LREAL
9	ЩУС (L2 Eltex port 3)	Schneider Twido TWDLCDE40D RF (A1)	192.168.0.121/24	Разъем Ethernet №1 контроллера	onboard eht1	Modbus TCP	Расход циф сетевой воды 1	*	*	REAL	ЩД (Eltex MES23 port 2)	Schneider BMX P34 (A1)	10.49.0.2/29 шлюз 10.49.0.1	Разъем Ethernet №1 контроллера	*	Modbus TCP	Расход циф сетевой воды 1	*	*	LREAL
10	ЩУС (L2 Eltex port 3)	Schneider Twido TWDLCDE40D RF (A1)	192.168.0.121/24	Разъем Ethernet №1 контроллера	onboard eht1	Modbus TCP	Счетчик расхода 1	*	*	DINT	ЩД (Eltex MES23 port 2)	Schneider BMX P34 (A1)	10.49.0.2/29 шлюз 10.49.0.1	Разъем Ethernet №1 контроллера	*	Modbus TCP	Счетчик расхода 1	*	*	DINT
11	ЩУС (L2 Eltex port 3)	Schneider Twido TWDLCDE40D RF (A1)	192.168.0.121/24	Разъем Ethernet №1 контроллера	onboard eht1	Modbus TCP	Задвижка 1 открыта	*	*	BOOL	ЩД (Eltex MES23 port 2)	Schneider BMX P34 (A1)	10.49.0.2/29 шлюз 10.49.0.1	Разъем Ethernet №1 контроллера	*	Modbus TCP	Задвижка 1 открыта	*	*	BOOL
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	ЩУС (L2 Eltex port 3)	Schneider Twido TWDLCDE40D RF (A1)	192.168.0.121/24	Разъем Ethernet №1 контроллера	onboard eht1	Modbus TCP	Пожар	*	*	BOOL	ЩД (Eltex MES23 port 2)	Schneider BMX P34 (A1)	10.49.0.2/29 шлюз 10.49.0.1	Разъем Ethernet №1 контроллера	*	Modbus TCP	Пожар	*	*	LREAL
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ЩД (Eltex MES23 port 2)	Schneider BMX P34 (A1)	10.49.0.2/29 шлюз 10.49.0.1	Разъем Ethernet №1 контроллера	*	Logika Spbus	Давление теплоносителя прямой трубопровод №1	*	*	LREAL
15	ЩУС (L2 Eltex port 3)	Schneider Twido TWDLCDE40D RF (A1)	192.168.0.121/24	Разъем Ethernet №1 контроллера	onboard eht1	Modbus TCP	Авария котла 1	*	*	BOOL	ЩД (Eltex MES23 port 2)	Schneider BMX P34 (A1)	10.49.0.2/29 шлюз 10.49.0.1	Разъем Ethernet №1 контроллера	*	Modbus TCP	Авария водогрейного котла №1	*	*	BOOL

*- заполняется на этапе ПНР и входит в рабочую документацию

Типовая схема организации подключения объектов диспетчеризации к КСПД



**Исполнительная документация при СМР и ПНР оборудования КИПиА, АСУ ТП,
СД подлежащей сдаче при завершении работ по объекту.**

1	Ведомость смонтированного оборудования СМР
2	Протокол (акт) проведения входного контроля приборов и средств автоматизации СМР
3	Паспорта (свидетельства о поверке) и технические описания, и руководства по эксплуатации приборов и средств автоматизации СМР
4	Сертификаты соответствия на средства измерения и регулирования СМР
5	Общий журнал производства работ СМР
6	Журнал учета выполненных работ по форме КС-6а СМР
7	Акт технической готовности электромонтажных работ СМР
8	Акт об окончании монтажных работ СМР
9	Рабочая документация, со штампом «согласовано» и «в производство работ» СМР, ПНР
10	Исполнительные чертежи СМР
11	Методика проверки автоматики безопасности ПНР
12	Копии карты уставок технологических защит и сигнализаций ПНР
13	Протокол настройки датчиков автоматики безопасности ПНР
14	Протокол настройки регуляторов ПНР
15	Акт испытания автоматики безопасности ПНР
16	Акт приемки в эксплуатацию ПНР
17	Акт испытаний трубных проводок на прочность и плотность СМР
18	Кабельный журнал СМР
19	Протокол измерения сопротивления изоляции электрических проводок СМР
20	Паспорта на ПТК СМР
21	Общее и специальное программное обеспечение к ПЛК, НМИ, АРМ, а также руководство по программированию ПНР
22	Лицензия ОС (операционная система) ПНР
23	Лицензия MS Office (в случае установки на ПК) ПНР
24	Программа проведения пуско-наладочных работ ПНР
25	Акт о проведении индивидуальных испытаний с/а ПНР
26	База данных корректора газа (СПГ) для поагрегатного УУГ ПНР
27	Карта регистров (приложение 2) ПНР
28	Акт рабочей комиссии о приёмке оборудования после индивидуальных испытаний ПНР
29	Акт рабочей комиссии о приёмке оборудования после комплексных испытаний объекта ПНР
30	Технический отчет о проведении пуско-наладочных работ ПНР
31	Инструкции завода изготовителя по эксплуатации элементов с/а ПНР
32	Инструкции завода изготовителя по техническому обслуживанию элементов с/а ПНР
33	Средства и инструкции по восстановлению программной части АСУ ТП на электронном носителе.

Пример кодировок переменных

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AA	TV	KK	SK	1	X	KL	WK	C	DI	01
Адрес котельной	Часть котельной	Контур	Тип Системы	Номер	Направление	Вид оборудования	Код параметра	ед.изм.	Вид параметра	Тип параметра
1_MURIN_19	TO Тепл. часть общая	KK Котловой контур	SO Система отопления	01	F Подпитка/питание	KL Котёл	TI Температура измер.	С	C текущий	AI Аналоговый
	TV Тепл.водогр.часть	KS Сетевого контур	SG ГВС	02	I Входной	PM Насос	PI Давление изб./измер.	МПа	H за час	DI Дискретный
	TP Тепл.паровая часть	KA Все контура	SS Собственные нужды	03	O Выходной	BG БАГВ	PA Давление абсолютное	МПа	D за сутки	XX нет привязки
	EP Эл. часть	KR Контур оборотных в	SA Все системы	04	D Прямой	DA Деаэратор	WK Работа	-	M за месяц	
	GP Газовая часть	KD Контур сырой ("грязн.") воды	SE Ввод питания	05	R Обратный	SB Безопасность	WT Время работы	ч	Y за год	
	CP X.B.-часть	KC Контур подпиточ. Воды	SB Безопасность	06	R Рециркуляционный	TT Труба	AL Авария	-		
		KN Низковольтный	KO Котёл СО	07	C Циркуляционный	GA Газовализатор	WW Энергия, к-во теплоты	кВт*ч, гкал		
		XX Нет привязки к конт	KG Котёл ГВС	08	A Все теплосистемы	GK Газ.клапан	GW Мощность	кВт, гкал/ч		
			SK Система котла/котлов	09	X Нет привязки к сист.	OC ОПС	GV Объёмный расход	м3/4		
			XX Нет привязки к системе	AA		AV АВР	VV Объём	м3		
						XX нет привязки к оборуд.	VR Объём при рабочих условиях	м3		
							VS Объём при ст./норм. условиях	нм3/4		
							GM Массовый расход	т/ч, кг/ч		
							MM Масса	т, кг		
							GR объёмный расход при раб.усл.	м3/4		
							GS объёмный расход при ст/норм	нм3/4		
							LL Уровень	м		
							UU Напряжение (также UA, UB, UC)	В		
							OP Открыт			
							CL Закрыт			
							H1 CH4 1 порог			
							O1 CO 1 порог			
							IV Проникновение			
							ON Вкл.			
							OF Откл.			
							XX Нет параметра			

Пример тега: 1_MURIN_19_TV_KK_SK_01_X_KL_WK_C_DI_01

1-й Муринский 19, Работа водогрейного котла №1

Код тега	Наименование	Тип котельной	Ед.
Безопасность			
GP_XX_SB_XX_X_GA_H1_C_DI	Загазованность CH4 1 порог	-	-
GP_XX_SB_XX_X_GA_H2_C_DI	Загазованность CH4 2 порог	-	-
GP_XX_SB_XX_X_GA_O1_C_DI	Загазованность CO 1 порог	-	-
GP_XX_SB_XX_X_GA_O2_C_DI	Загазованность CO 2 порог	-	-
GP_XX_SB_XX_X_OP_IV_C_DI	Несанкционированный доступ (проникновение)	-	-
GP_XX_SB_XX_X_OP_C_DI	Статус ОГК (закрыт/открыт)	-	-
GP_XX_SB_XX_X_GK_AL_C_DI	Авария ОГК	-	-
EP_KN_SE_01_X_AV_ON_C_DI	Ввод 1 Наличие напряжения	-	-
EP_KN_SE_02_X_AV_ON_C_DI	Ввод 2 Наличие напряжения	-	-
EP_KN_SE_03_X_AV_ON_C_DI	Ввод 3 Наличие напряжения	-	-
Котлы паровой части			
Паровой котел № 1		Районные	-
TR_KK_SK_XX_X_KL_WK_C_DI_01	Работа парового котла №1	Районные	-
TR_KK_SK_XX_X_KL_GM_C_AI_01	Расход входной (питательной) воды парового котла №1	Районные	т/ч
TR_KK_SK_XX_X_KL_WT_D_AI_01	Количество часов работы котла за сутки	Районные	ч
TR_KK_SK_XX_X_KL_WT_M_AI_01	Количество часов работы котла за месяц	Районные	ч
TR_KK_SK_XX_X_KL_WT_Y_AI_01	Количество часов работы котла за год	Районные	ч
Паровой котел № 2		Районные	-
TR_KK_SK_XX_X_KL_WK_C_DI_02	Работа парового котла №2	Районные	-
TR_KK_SK_XX_X_KL_GM_C_AI_02	Расход входной (питательной) воды парового котла №2	Районные	т/ч
	TR_KK_SK_XX_X_KL_WT_D_AI_02	Количество часов	ч
	работы котла за сутки	Районные	ч
TR_KK_SK_XX_X_KL_WT_M_AI_02	Количество часов работы котла за месяц	Районные	ч
TR_KK_SK_XX_X_KL_WT_Y_AI_02	Количество часов работы котла за год	Районные	ч



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Подписант

Сертификат: 02DAAA6E00F2B205A6410F9CFD19077207

Владелец: БРАВВЕ ВАДИМ ЕВСЕЕВИЧ

Действителен с 04.06.2025 9:32:56 по 04.09.2026 9:42:56

МЧД: 860beafd-18bf-4095-9967-908f31983547