

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
Омской производственной площадки
А.М. Дмитриев
« 29 » 05 2023 г.

Техническое задание

СИСТЕМА УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ
ОМСКОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПЛОЩАДКИ
ООО «ОМСКТЕХУГЛЕРОД»

Оглавление

1	Общие сведения	5
1.1	Полное наименование и условное обозначение системы	5
1.1.1	Наименование	5
1.1.2	Условное обозначение	5
1.1.3	Область применения	5
1.2	Шифр проекта или номер договора	5
1.3	Наименования предприятия Заказчика системы и их реквизиты	5
1.3.1	Заказчик системы	5
1.4	Плановые сроки начала и окончания работ	5
1.5	Основание для разработки и финансирования	5
1.6	Источники и порядок финансирования работ	5
1.7	Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работ по созданию системы (ее частей), по изготовлению и наладке отдельных средств и программно-технических комплексов системы	5
2	Назначение и цель создания системы	6
2.1	Назначение системы	6
2.2	Цель создания системы	6
3	Характеристика объекта автоматизации	6
4	Требования к системе	6
4.1	Требования к системе в целом	6
4.1.1	Общие требования	6
4.1.2	Требования к показателям назначения	7
4.1.3	Требования к структурной организации системы	7
4.1.4	Требования к надежности	7
4.1.5	Требования к безопасности	7
4.1.6	Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию и хранению технических средств	8
4.1.7	Требования к стандартизации и унификации	8
	- при создании системы должны преследоваться цели стандартизации и унификации технических и программных средств, а также типизация проектных решений;	8
4.1.8	Требования, предъявляемые к информационному обеспечению	9
4.1.9	Требования, предъявляемые к организационному обеспечению	9
4.1.10	Требования к документации	9
4.2	Требования к нижнему уровню системы	10
4.2.1	Требования к составу комплекса технических средств	10
4.2.2	Требования к характеристикам комплекса технических средств	10

4.2.3	Перечень функций нижнего уровня.....	11
4.2.4	Требования по устойчивости к внешним воздействиям.....	11
4.2.5	Требования к метрологическим характеристикам	11
4.2.6	Требования к безопасности.....	12
4.2.7	Требования к надежности	12
4.2.8	Требования к техническому обслуживанию	12
4.2.9	Требования к диагностике функционирования	12
4.2.10	Требования к показателям назначения	12
4.2.11	Требования к документации	13
4.2.12	Требования к программному обеспечению.....	13
4.2.13	Требования к квалификации персонала, режиму работы.....	13
4.2.14	Требования к защите информации.....	13
4.3	Требования к среднему уровню.....	13
4.3.1	Требования к составу комплекса технических средств	13
4.3.2	Требования к характеристикам комплекса технических средств...	14
4.3.3	Перечень функций среднего уровня	15
4.3.4	Требования по устойчивости к внешним воздействиям.....	15
4.3.5	Требования к метрологическим характеристикам	15
4.3.6	Требования к безопасности.....	15
4.3.7	Требования к надежности	15
4.3.8	Требования к техническому обслуживанию	15
4.3.9	Требования к диагностике функционирования	15
4.3.10	Требования к показателям назначения	16
4.3.11	Требования к документации	16
4.3.12	Требования к программному обеспечению.....	16
4.3.13	Требования к численности и квалификации персонала, режиму работы	17
4.3.14	Требования к защите информации.....	17
4.4	Требования к верхнему уровню системы	17
4.4.1	Требования к составу комплекса технических средств	17
4.4.2	Требования к характеристикам комплекса технических средств...	17
4.4.3	Перечень функций верхнего уровня	18
4.4.4	Требования по устойчивости к внешним воздействиям.....	18
4.4.5	Требования к метрологическим характеристикам	19
4.4.6	Требования к безопасности.....	19
4.4.7	Требования к надежности	19
4.4.8	Требования к техническому обслуживанию	20

4.4.9	Требования к диагностике функционирования	20
4.4.10	Требования к показателям назначения	20
4.4.11	Требования к документации	20
4.4.12	Требования к программному обеспечению.....	20
4.4.13	Требования к численности и квалификации персонала, режиму работы	22
4.4.14	Требования к защите информации.....	22
4.4.15	Требования к эргономике и технической эстетике	23
5	Состав и содержание работ по созданию системы	23
6	Порядок контроля и приемки системы	24
6.1	Приемка нижнего уровня автоматизированной системы	25
6.2	Приемка всей системы (I, II и III уровни).....	26
7	Требования к документированию	26
8	Источники разработки	26
9	Термины и сокращения.....	27
9.1	Термины	27
9.2	Сокращения.....	27
	<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Перечень точек учета</i>	<i>29</i>
	<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Количество пользователей системы</i>	<i>29</i>
	<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Структурная схема автоматизированной системы</i>	<i>29</i>
	<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 4. План промплощадки</i>	<i>29</i>
	<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Перечень отчетов к реализации</i>	<i>29</i>

1 Общие сведения

1.1 Полное наименование и условное обозначение системы

1.1.1 Наименование

Полное наименование автоматизированной системы — система технического учёта энергоресурсов Омской производственной площадки ООО «Омсктехуглерод».

1.1.2 Условное обозначение

Сокращенное наименование (условное обозначение) автоматизированной системы — АСТУЭ.

В документе, в зависимости от контекста, для обозначения АСТУЭ могут применяться также термины «система» и «автоматизированная система» (АС).

1.1.3 Область применения

Областью применения АСТУЭ является электроэнергетическое, газовое и водное хозяйство.

1.2 Шифр проекта или номер договора

Шифр проекта, в рамках которого создается АС: *О.3.2.1.4.3.1/19 «Создание Системы управления производственными процессами MES на ОПП».*

1.3 Наименования предприятия Заказчика системы и их реквизиты

1.3.1 Заказчик системы

Наименование организации Заказчика — ООО «Омсктехуглерод».

Адрес Заказчика: 644049, Россия, г. Омск, ул. Пушкина, 17/1.

1.4 Плановые сроки начала и окончания работ

Плановый срок окончания выполнения работ: 4 кв. 2023 г.

Сроки выполнения работ определяются календарным графиком выполнения работ. Календарный график выполнения работ согласовывается на этапе заключения договора на выполнение работ по разработке и внедрению Системы и является его неотъемлемой частью.

Сроки работы могут изменяться в соответствии с договором на создание системы при нарушении сроков оплаты или при возникновении обстоятельств непреодолимой силы.

1.5 Основание для разработки и финансирования

Данное техническое задание (ТЗ) является основным документом, определяющим содержание технических требований ко всему программно-аппаратному комплексу, включающему устройства и программное обеспечение, предназначенные для автоматизированного учёта тепловой, электрической энергии и мощности, природного газа, перегретого пара, технической воды на объектах Заказчика.

1.6 Источники и порядок финансирования работ

Работы финансируются за счёт средств Заказчика.

Порядок финансирования работ определяется договором, заключаемым с Исполнителем по результатам проведения открытого конкурса.

1.7 Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работ по созданию системы (ее частей), по изготовлению и наладке отдельных средств и программно-технических комплексов системы

Каждый этап создания системы, выполняемый согласно утвержденному календарному плану, должен заканчиваться подписанием акта сдачи-приемки работ, который должен быть оформлен в двух экземплярах и подписан в установленном порядке обеими сторонами (Подрядчиком и Заказчиком).

Содержание акта выполненных работ должно соответствовать ГОСТ Р 59795-2021.

2 Назначение и цель создания системы

2.1 Назначение системы

Назначение системы — технический учёт тепловой, электрической энергии и мощности, перегретого пара, природного газа, технической воды с возможностью дальнейшего расширения для учёта других видов энергоносителей.

Программно-аппаратный комплекс в целом предназначен для решения следующих задач:

- интегрирование с заданным интервалом мгновенных значений тепловой, электрической энергии, расхода газа и объема пара, вычисленных счётчиками, вычислителями, корректорами, по каждому отдельному присоединению с обработкой и хранением этих данных на сервере сбора данных;
- предоставление оперативной и технологической информации для специалистов отдела главного энергетика и других служб предприятия как на локальных АРМ, так и на удаленных АРМ (с использованием каналов Internet или VPN);
- извещение ответственных лиц о факте возникновения нештатных или аварийных ситуаций на объектах Заказчика в форме тревожных сообщений SMS или на АРМ диспетчеров с использованием световой и/или звуковой сигнализации;
- формирование режимных листов и отчетов;
- интеграция в корпоративную сеть предприятия.

2.2 Цель создания системы

Целью внедрения системы является экономия энергоносителей за счёт:

- выбора оптимального тарифа при расчётах за технико-энергетические ресурсы (ТЭР);
- оперативного выявления непроизводственных затрат ТЭР при организации «поцехового учёта»;
- соблюдения заявленного почасового графика потребления энергоносителей;
- составления прогнозного диспетчерского графика потребления энергоресурсов.

3 Характеристика объекта автоматизации

На основании обследования объектов, проведенного в 2022 году, выявлены объекты, подлежащие включению в АСТУЭ. Перечень точек учета представлен в Приложении 1.

Технологическая сеть связи Ethernet на объекте отсутствует. Планируется к внедрению в 2023 году.

В случае использования в качестве канала связи с удаленными объектами GSM/GPRS/3G наиболее высокий уровень сигнала в обследованных объектах наблюдался у сотового оператора МТС.

4 Требования к системе

4.1 Требования к системе в целом

4.1.1 Общие требования

Общими требованиями к системе являются:

- открытость структуры программно-аппаратного комплекса, позволяющая добавлять новые контрольные точки в систему;
- наличие сертификатов и лицензий на все используемые технические средства;

- максимальное использование существующего оборудования КИПиА и АСУТП (вторичные регистраторы и комплексы АСУТП);
- применять беспроводную технологию передачи данных с удаленного одиночного регистрирующего прибора в случае отсутствия возможности подключения к проводным и оптическим каналам связи.

4.1.2 Требования к показателям назначения

Общими требованиями к показателям назначения являются:

- период обновления информации не более 60 минут;
- возможность удаленной настройки и конфигурирования пространственно-распределенного оборудования.

Остальные требования к показателям назначения приведены в п. 4.2.10, 4.3.10 и 4.4.10 настоящего технического задания.

4.1.3 Требования к структурной организации системы

Система должна строиться по трехуровневому принципу.

Первый (I, нижний) уровень системы должен включать информационно-измерительные каналы, включающие измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения и счётчики электрической энергии; первичные измерительные датчики неэлектрических величин, регистраторы, вычислители, корректоры и т.д. Подключение только к существующему парку приборов, без установки новых приборов учета и КИПиА. Исключения составляют счетчики э/э, где требуется замена индукционных счетчиков или счетчиков «Меркурий», не оснащённых портом RS485.

Второй (II, средний) уровень системы должен включать ИВКЦ — шкафы сбора данных и автоматизации (коммуникационные).

Третий (III, верхний) уровень системы должен включать ИВК АСТУЭ, включающий сервер сбора данных, локальные и удаленные АРМ диспетчеров, а также мобильные телефонные аппараты ответственных лиц, принимающие участие в эксплуатации системы.

Обязательная структурная схема автоматизированной системы показана в Приложении 3 к настоящему техническому заданию.

4.1.4 Требования к надежности

Гамма-процентная наработка до отказа (по ГОСТ 27.002-89) должна быть не менее 2 лет с вероятностью безотказной работы 95%.

Для обеспечения надежности функционирования кабельных соединений и проводок следует придерживаться следующих правил:

- прокладывать кабель в скрытых местах и при необходимости использовать для защиты кабеля металлоорукава, кабельные каналы, трубы и пр.;
- применять для построения кабельной системы передовые в техническом отношении компоненты производства;
- монтаж кабельной системы проводить только квалифицированными специалистами;
- использовать комплекс тестовых проверок перед сдачей в промышленную эксплуатацию.

4.1.5 Требования к безопасности

Общие требования к системе для обеспечения безопасности при ее эксплуатации приведены ниже:

- для обеспечения безопасности персонала все технические средства должны быть подключены к защитному заземлению. В помещении заземление выполняется в виде

незамкнутого контура, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и «Правилами устройства электроустановок»;

- кабель контура защитного заземления должен иметь сопротивление растекания не более 4,0 Ом;
- контур защитного заземления технических средств должен быть автономным и не должен соединяться с шинами заземления другого оборудования;
- требования к безопасности должны соответствовать ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 12.2.0070-75, ГОСТ 25861-83. Система заземления и электропитания должны соответствовать требованиям ПУЭ и техники безопасности;
- должны быть обеспечены комфортные условия работы персонала, включая защиту от акустических шумов, электромагнитных полей, запыленного воздуха, слепящего действия света;
- условия эксплуатации технических средств должны соответствовать требованиям паспортных данных и инструкций по эксплуатации;
- меры защиты от промышленных помех должны удовлетворять требованиям «Общесоюзных норм допустимых промышленных помех», Нормы 8-87;
- размещение оборудования должно обеспечивать удобный доступ к нему для проведения ремонтных и профилактических работ.

4.1.6 Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию и хранению технических средств

Ниже приводятся основные правила и рекомендации по эксплуатации, техническому обслуживанию и хранению технических средств:

- технические средства допускается использовать только в условиях, определенных в эксплуатационной документации для них;
- для проверки и настройки технических средств должны быть предусмотрены специальные приборы;
- техническое обслуживание системы должно обслуживаться персоналом, прошедшим необходимую подготовку по обслуживанию системы. Техническое обслуживание производится в соответствии с регламентом и руководством по эксплуатации;
- работы по техническому обслуживанию должны отмечаться в журнале регистрации сведений об эксплуатации;
- условия эксплуатации и хранения необходимых дополнительных приборов определены в их руководствах по эксплуатации;
- эксплуатацию ЛВС могут вести сотрудники отдела системного администрирования и телекоммуникаций;
- вскрытие кабельных каналов, докладка кабеля, вскрытие и перемещение информационных розеток и прочие изменения в кабельной системе, влияющие на ее электрические характеристики, должны производиться только квалифицированным техническим персоналом.

4.1.7 Требования к стандартизации и унификации

- при создании системы должны преследоваться цели стандартизации и унификации технических и программных средств, а также типизация проектных решений;
- унификация компонентов технического обеспечения системы должны быть направлена на использование в комплексе технических средств системы единой элементной базы и единых конструкторских решений;
- унификация компонентов программного общего и специального обеспечения должна быть направлена:

- на всемерное использование стандартного или широко применяемого программного обеспечения;
- на использование известных методов расчета;
- унификация компонентов метрологического обеспечения должна быть направлена:
 - на использование единых способов нормирования и форм представления метрологических характеристик измерительных каналов системы;
 - на использование единых показателей и способов выражения точности выполняемых в системе измерений прямых, косвенных или иных по измерительным каналам данного вида и(или) типа;
 - на применение единообразных алгоритмов повышения точности и достоверности измерений.

4.1.8 Требования, предъявляемые к информационному обеспечению

Технические решения, применяемые в информационном обеспечении системы, должны отвечать функциональному назначению системы и обеспечивать информационную поддержку персонала на уровне, определенном в разд. 4.4 настоящего документа.

4.1.9 Требования, предъявляемые к организационному обеспечению

Организационное обеспечение должно включать необходимые инструкции, описания и руководства, необходимые для правильной эксплуатации системы, также для ознакомления пользователей системы с принципами и структурой ее организации.

Персонал, осуществляющий эксплуатацию автоматизированной системы, должен быть обучен и должен обладать знаниями эксплуатационной документации в объеме следующих документов:

- «Чертеж формы документа (видеокадра)»;
- «Технологическая инструкция»;
- «Руководство пользователя»;
- «Инструкция по эксплуатации КТС»;
- «Описание технологического процесса обработки данных (включая телеобработку)»;
- «Формуляр».

Внутри организации Заказчика должны быть сделаны соответствующие изменения в штатном расписании и назначены лица, ответственные за эксплуатацию автоматизированной системы. Это является необходимым условием функционирования системы в соответствии с требованиями настоящего документа.

4.1.10 Требования к документации

Документация к системе должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 34.201-2020 и ГОСТ Р 59795-2021.

В качестве документов, в равной степени относящихся ко всем уровням системы, должны быть разработаны следующие документы:

- «Программа и методика испытаний»;
- «Паспорт»;
- «Ведомость рабочего проекта»;
- «Локальная смета»;
- «Описание систем классификации и кодирования»;
- «Спецификация оборудования».

4.2 Требования к нижнему уровню системы

4.2.1 Требования к составу комплекса технических средств

Комплекс технических средств системы на нижнем уровне должен включать:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- диафрагмы;
- многофункциональные счётчики электрической энергии трёхфазные активной и реактивной энергии и мощности с цифровым интерфейсом RS485, в том числе двунаправленные;
- датчики и преобразователи температуры, давления, расхода, уровня;
- многофункциональные тепловычислители, корректоры газа, счетчики воды, регистраторы с цифровым интерфейсом RS485.

4.2.2 Требования к характеристикам комплекса технических средств

Метрологические характеристики должны соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

4.2.2.1 Измерительные трансформаторы

Класс точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения счетчиков электроэнергии должен быть не хуже 0,5. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности хуже 1,0.

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5 и не более 0,5% при питании от трансформаторов напряжения класса точности 1,0.

4.2.2.2 Счётчики электрической энергии

Учет электроэнергии должен быть организован в соответствии с «Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках» в случае расчетных счетчиков, и в соответствии с ПУЭ - в случае технического учета.

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков электрической энергии должны отвечать требованиям ГОСТ 31819.22-2012. Счетчики должны проводить учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности).

Счётчики электроэнергии должны обеспечивать выполнение следующих требований:

- хранение профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 30 суток;
- обеспечение одного или нескольких цифровых интерфейсов (RS-485 обязательен, ИРПС, RS-232);
- обеспечение ведения встроенного календаря и часов (точность хода встроенных энергонезависимых часов не хуже ± 5.0 секунды в сутки с внешней автоматической синхронизацией);
- обеспечение наличия энергонезависимой памяти для хранения запрограммированных параметров счетчика и сохранения последних данных по активной и реактивной энергии при пропадании питания;
- ведение «журнала событий» (фиксация количества перерывов питания, попыток несанкционированного доступа, количества и дат связей со счетчиком, приведших к

каким-либо изменениям данных, отклонение напряжения сверх заданных пределов и т.п.);

- межповерочный интервал не менее 8-ми лет.

Счётчики электрической энергии должны быть класса точности не хуже 0,5 по активной и не хуже 1 по реактивной энергии.

4.2.2.3 Первичные преобразователи неэлектрических величин

Наличие унифицированного выходного аналогового сигнала 0-20мА или 4-20мА, 0-1В или 0-10В.

Остальные параметры, такие как диапазон измерений, температура процесса, тип соединения датчика с процессом, параметры окружающей среды, требуемая точность измерений выбираются при проектировании и согласовываются с Заказчиком.

4.2.2.4 Вычислители, корректоры, регистраторы

Учет тепловой энергии должен быть организован в соответствии с «Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя».

Учет воды должен быть организован в соответствии с «Правилами организации коммерческого учета воды, сточных вод».

Учет природного газа должен быть организован с учетом «Правил учета газа».

Тип существующих приборов указан в Приложении 1.

4.2.3 Перечень функций нижнего уровня

- измерение электрической энергии и мощности;
- вычисление расхода и объема природного газа;
- измерение расхода технической воды;
- измерение расхода и объема пара 2,4 и 0,6 Мпа, конденсата;
- измерение уровня жидких сред (техническая вода);
- измерение температуры и давления различных сред (техническая вода, природный газ, перегретый пар);
- измерение тепловой энергии;
- измерение параметров электрической сети;
- интегрирование значений мощности, расхода и хранение 30-минутных профилей;
- промежуточное хранение данных в энергонезависимой памяти.

4.2.4 Требования по устойчивости к внешним воздействиям

Оборудование нижнего уровня должно быть рассчитано на эксплуатацию в следующих условиях:

- температура окружающего воздуха: от -40 до 55°C;
- относительная влажность: до 95% без конденсации влаги.

4.2.5 Требования к метрологическим характеристикам

Все устанавливаемые по проекту средства измерения, такие как тепловычислители, корректоры газа, счетчики воды и электроэнергии, должны быть утвержденного типа и пройти первичную проверку.

В соответствии с РД 34.11.325-90 предел допустимой относительной погрешности i -го измерительного комплекса определяется по формуле

$$\delta i = \pm 1,1 \sqrt{\delta i^2 + \delta u^2 + \delta l^2 + \delta o c^2},$$

где δi , δu - пределы допустимых значений относительной погрешности соответственно ТТ (ГОСТ 7746-89) и ТН (ГОСТ 1983-89), %;

δl - предел допустимых ПУЭ потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %;

дос - предел допустимой основной погрешности индукционного (ГОСТ 6570-75) или электронного (ГОСТ 26035-83) счетчиков, %.

Комплекс технических средств нижнего уровня АСТУЭ не должен вносить дополнительной погрешности в передаваемые данные.

4.2.6 Требования к безопасности

Требования к эксплуатации КТС НУ должны соответствовать Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Требования к ремонтным, профилактическим работам, техническому обслуживанию КТС должны соответствовать ГОСТ 12.3.019-80.

4.2.7 Требования к надежности

Вероятность безотказной работы КТС НУ в течении времени наработки, указанного в п. 4.1.4 настоящего технического задания, не должна быть менее 95%.

4.2.8 Требования к техническому обслуживанию

Техническое обслуживание КТС НУ системы должно проводиться в соответствии с технической документацией на систему и входящих в нее приборов и подсистем.

Требования к ремонтным, профилактическим работам, техническому обслуживанию комплекса должны соответствовать ГОСТ 12.3.019-80.

4.2.9 Требования к диагностике функционирования

Программное обеспечение нижнего уровня должно обеспечить:

- ведение «журнала событий» (фиксация количества перерывов питания, попыток несанкционированного доступа, количества и дат связей со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных, отклонение напряжения сверх заданных пределов и т. п.).

4.2.10 Требования к показателям назначения

КТС НУ должен обеспечивать измерение, регистрацию и хранение в энергонезависимой памяти, а также считывание по интерфейсу:

- значений учтенной активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом с момента изготовления по всем тарифам;
- значений учтенной активной и реактивной электроэнергии на начало каждого месяца по всем тарифам в течение 24-х месяцев;
- значений учтенной активной и реактивной электроэнергии, а также максимальной активной и реактивной мощности каждого полчаса месяца в течение 2-х месяцев.

Счётчики электроэнергии должны обеспечивать возможность считывания и записи через интерфейс следующих параметров:

- даты;
- времени;
- напряжения и тока по каждой фазе;
- текущих активных и реактивных мощностей по каждой фазе;
- годового тарифного расписания (на каждый день недели и праздничный день месяца);
- лимита мощности и месячного лимита энергии;
- разрешение/запрет автоматического перехода с "летнего" времени на "зимнее" и с «зимнего» на «летнее»;
- режимов работы импульсного выхода счетчика: поверка, телеметрия, включение, отключение, контроль, калибровка часов;
- режима индикации и периода индикации в диапазоне от 6 до 60 с.

4.2.11 Требования к документации

Документация к системе должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 34.201-2020 и ГОСТ Р 59795-2021.

Для нижнего уровня системы должны быть разработаны следующие документы:

- «Ведомость покупных изделий»;
- «Перечень входных сигналов и данных»;
- «Перечень выходных сигналов и документов»;
- «Схема структурная комплекса технических средств»;
- «Инструкция по эксплуатации КТС»;
- «Схема соединений»;
- «Схема подключения внешних проводок»;
- «Схема принципиальная электропитания»;
- «Спецификация оборудования (ШСД)».

4.2.12 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение приборов учета должно обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне и физическом уровне, с помощью пломбирования.

4.2.13 Требования к квалификации персонала, режиму работы

Оборудование нижнего уровня предназначено для работы в круглосуточном режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала. В случае возникновения нештатных ситуаций может потребоваться выезд обслуживающей бригады по месту установки оборудования нижнего уровня.

Обслуживающий персонал, осуществляющий профилактические или ремонтные работы, в обязательном порядке должен быть ознакомлен со следующими документами:

- «Инструкция по эксплуатации КТС»;
- «Схема структурная комплекса технических средств»;
- «Схема соединений»;
- «Схема подключения внешних проводок»;
- «Схема принципиальная электропитания»;

4.2.14 Требования к защите информации

Рекомендуется проводить на объекте следующие организационные мероприятия по обеспечению защиты информации:

- строгое ограничение доступа в помещение объекта;
- регулярный визуальный контроль соответствия подключений на коммутационном оборудовании, записям в соответствующей эксплуатационной документации.

4.3 Требования к среднему уровню

4.3.1 Требования к составу комплекса технических средств

Комплекс технических средств системы на среднем уровне должен включать:

- УСД (контроллер, вычислитель, промышленный компьютер или какое-либо другое микропроцессорное устройство) при необходимости – определить при проектировании;
- УПД на высшие уровни иерархии системы для прямого опроса счетчиков (конвертер интерфейсов, модем, шлюз, в т.ч. с возможностью передачи данных по беспроводным каналам GSM). Использование беспроводных сетей определить проектом;

- УОБП элементов комплекса технических средств среднего уровня (источник бесперебойного питания, аккумулятор и т.д.);
- предусмотреть по возможности датчик несанкционированного доступа к системе (датчик открытия двери шкафа, проникновения на объект и т.д.).

4.3.2 Требования к характеристикам комплекса технических средств

4.3.2.1 Устройство сбора данных

УСД должно обеспечивать взаимодействие со счётчиками электроэнергии, корректорами газа, тепловычислителями, счётчиками расхода воды, регистраторами по присущим этим устройствам протоколам информационного обмена. В случае проектного решения с использованием УСД, последний д.б. российского производства.

УСД д.б. оснащен портом Ethernet для передачи данных на верхний уровень.

Период опроса счётчиков тепловой и электроэнергии, корректоров газа, счётчиков воды не должен превышать 3 мин.

Чтению из счётчиков электроэнергии подлежат все технологические параметры и условно-постоянные величины, доступ к которым открыт в соответствии с описанием протокола информационного обмена, предоставленным производителем оборудования.

Записи в счётчики электроэнергии подлежат все условно-постоянные величины, доступ к которым открыт в соответствии с описанием протокола информационного обмена, предоставленным производителем оборудования.

Глубина архива для хранения архивных данных во встроенной энергонезависимой памяти должна составлять не менее 3 месяцев.

Максимальная временная задержка с момента срабатывания датчика несанкционированного доступа до записи нештатной ситуации в журнал нештатных ситуаций в энергонезависимой памяти устройства должна составлять не более 100 мс.

4.3.2.2 Устройство передачи данных

УПД на высшие уровни иерархии системы должно иметь следующие характеристики:

- преобразование RS232/RS485 в Ethernet;
- пакетная передача данных GPRS (в случае использования беспроводных модемов);
- возможность программирования (записи специализированной программы);
- возможность архивирования считываемых данных не менее 3 месяцев во встроенной энергонезависимой памяти (в случае, если устройство сопряжения с объектом диспетчеризации объединено в одно устройство с устройством передачи данных на высшие уровни иерархии системы);
- возможность отправки сообщений SMS, e-mail при возникновении нештатных и/или аварийных ситуаций на объектах диспетчеризации.

При прямом опросе приборов учета в качестве основного конвертера интерфейсов использовать продукцию фирмы «Моха».

Время доставки сообщений о нештатных и/или аварийных ситуациях зависит от сети оператора мобильной радиосвязи.

Гарантированная доставка SMS-сообщений адресатам обеспечивается за счет многократных попыток доставки SMS-сообщений сетью оператора мобильной радиосвязи в случае, если получение этих сообщений адресатом не произошло.

Факт отправки сообщений должен фиксироваться во встроенной энергонезависимой памяти устройства с указанием штампа даты и времени отправки и кода результата транзакции.

4.3.2.3 Устройство обеспечения бесперебойного питания элементов комплекса технических средств среднего уровня

УОБП элементов комплекса технических средств должно обеспечивать нормальную работу всего комплекса технических средств среднего уровня в течение времени не менее 1 часа с момента пропадания внешнего электропитания.

Устройство должно обеспечивать отключение КТС от внешнего электропитания при трех- или более кратном превышении значения потребляемого тока суммарного расчетного тока потребления КТС.

Задержка при срабатывании устройства не должна превышать 15 мс.

4.3.3 Перечень функций среднего уровня

В перечень функций среднего уровня входят следующие функции:

- формирование промежуточного архива минутных (трехминутных) с глубиной не менее 7 дней и среднечасовых значений с глубиной не менее 3 месяцев для восстановления данных на сервере сбора данных после восстановления связи с верхним (III) уровнем (в случае возникновения сбоя связи);
- передача данных на высшие уровни иерархии системы;
- отправка сообщений о возникновении нештатных и/или аварийных ситуаций на сервер сбора данных, на e-mail и мобильные телефонные аппараты ответственных лиц Заказчика;
- диагностика функционирования счётчиков, вычислителей, регистраторов и т.д.;
- самодиагностика (определение условий эксплуатации оборудования, проверка правильности выполнения программного обеспечения и т.д.).

4.3.4 Требования по устойчивости к внешним воздействиям

Оборудование, эксплуатируемое на среднем уровне системы, должно быть рассчитано на эксплуатацию при следующих условиях:

- температура окружающего воздуха: 0÷40 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха: до 95% без конденсации влаги.

4.3.5 Требования к метрологическим характеристикам

Средний уровень системы не должен вносить дополнительной погрешности в передаваемые и хранимые данные.

4.3.6 Требования к безопасности

Требования к безопасности при эксплуатации КТС СУ должны соответствовать п. 4.2.6 настоящего документа применительно к СУ.

4.3.7 Требования к надежности

Требования к надежности КТС СУ должны соответствовать п. 4.2.7 настоящего документа применительно к СУ.

4.3.8 Требования к техническому обслуживанию

Техническое обслуживание КТС СУ системы должно проводиться в соответствии с технической документацией на систему и входящих в нее приборов и подсистем.

Требования к ремонтным, профилактическим работам, техническому обслуживанию КТС должны соответствовать ГОСТ 12.3.019-80.

4.3.9 Требования к диагностике функционирования

ПО СУ должно обеспечивать:

- диагностику каналов связи с нижним уровнем не реже чем один раз в три минуты;
- диагностику каналов связи с верхним уровнем не реже чем один раз в три минуты;
- самодиагностику не реже чем один раз в 10 минут.

4.3.10 Требования к показателям назначения

УСД должно производить:

- опрос счётчиков, регистраторов, вычислителей с периодом не более 3 мин.;
- прием команд программирования счётчика с сервера сбора данных или с устройства передачи данных на высшие уровни иерархии системы с допустимой задержкой между моментом поступления команды до момента отправки информационного пакета в адрес счётчика, содержащего эту команду в закодированной форме (согласно протоколу информационного обмена), не более 100 мс;
- диагностику канала связи со счётчиком, вычислителем, регистратором не реже чем 1 раз в 3 минуты;
- самодиагностику не реже чем 1 раз в минуту;
- архивирование считанных данных во встроенной энергонезависимой памяти с глубиной архива не менее 7 дней для минутных (3-х минутных значений) и 3 месяцев для среднечасовых значений;
- архивирование журнала событий во встроенной энергонезависимой памяти с глубиной ретроспективного просмотра не менее 3 месяцев;
- передачу архивных данных или журнала событий по запросу от вышестоящего по иерархии оборудования в соответствии с присущим для данного оборудования протоколу.

УПД на высшие уровни иерархии системы должно обеспечивать:

- надежную передачу данных на высшие уровни иерархии системы текущих данных, архивных данных, а также сообщений о возникновении нештатных и/или аварийных ситуаций; период отправки данных не должен быть более 3 мин; время задержки между поступлением сигнала о возникновении нештатной и/или аварийной ситуации на устройство до момента отправки сообщения по беспроводной связи не должно превышать 1 секунды;
- хранение во встроенной энергонезависимой памяти журнала событий с глубиной ретроспективного просмотра не менее 3 месяцев года.

УОБП элементов комплекса технических средств среднего уровня должно обеспечивать отправки сигналов о пропадании внешнего электропитания на высшие уровни иерархии системы. В случае, если обеспечение отправки сигналов с данного устройства невозможно, то в системе на среднем уровне должен быть предусмотрен датчик наличия питающего напряжения с вышеуказанной функцией.

4.3.11 Требования к документации

Документация к системе должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 34.201-2020 и ГОСТ Р 59795-2021.

Для среднего уровня системы должны быть разработаны следующие документы:

- «Перечень входных сигналов»;
- «Перечень выходных сигналов»;
- «Схема структурная комплекса технических средств»;
- «Описание технологического процесса обработки данных».

4.3.12 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение УСД и УПД на высшие уровни иерархии системы должно обеспечивать требования, описанные в разд. 4.3 настоящего документа и, кроме того, должно реализовывать возможность обновления, изменения настроек программного обеспечения по сети Ethernet.

В качестве необязательной возможности программное обеспечение может реализовывать интерактивный доступ к настройкам и прикладной программе.

4.3.13 Требования к численности и квалификации персонала, режиму работы

Оборудование СУ предназначено для работы в круглосуточном режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Для обеспечения надежной работы программного обеспечения требуется проведение регламентного обслуживания, которое может выполняться удаленно.

Обслуживающий персонал, осуществляющий профилактические или ремонтные работы, в обязательном порядке должен быть ознакомлен со следующими документами:

- «Инструкция по эксплуатации КТС»;
- «Схема структурная комплекса технических средств»;
- «Схема соединений»;
- «Схема подключения внешних проводок»;
- «Схема принципиальная электропитания»;
- «Спецификация оборудования (ШСД)»

4.3.14 Требования к защите информации

Рекомендуется проводить на объекте следующие организационные мероприятия по обеспечению защиты информации:

- строгое ограничение доступа в помещение объекта;
- обеспечение помещения аппаратной и монтажного шкафа надежными замками и эффективной системой охранной сигнализации;
- регулярный визуальный контроль соответствия подключений на коммутационном оборудовании, записям в соответствующей эксплуатационной документации.

4.4 Требования к верхнему уровню системы

4.4.1 Требования к составу комплекса технических средств

В состав КТС ВУ должны входить:

- сервер сбора данных;
- источник бесперебойного электропитания;
- сетевой коммутатор Ethernet;
- локальные АРМ диспетчеров, пользователей системы из числа административно-технического персонала;
- МТА ответственных лиц для приема сообщений о факте возникновения нештатных и/или аварийных ситуаций.

В состав КТС ВУ могут входить также удаленные АРМ, подключаемые к ССД по технологической сети Ethernet.

4.4.2 Требования к характеристикам комплекса технических средств

4.4.2.1 Сервер сбора данных

Сервер сбора данных должен иметь:

- емкость энергонезависимой памяти не менее 512 ГБ для хранения архивов и журналов событий и не менее 16 ГБ для файлов операционной системы;
- объем оперативной памяти не менее 16 ГБ;
- тактовую частоту центрального процессора не менее 2,2 ГГц;
- безвентиляторное исполнение для увеличения срока службы;
- не менее двух портов Ethernet 1ГБ/с;
- не менее 2 портов USB 2.0;
- не менее 1 порта RS-232 для подключения модема GSM/GPRS (опция).

Сервер без резервирования.

4.4.2.2 Источник бесперебойного электропитания

Источник бесперебойного электропитания должен обеспечивать автономное электропитание сервера сбора данных и периферии после отключения внешнего электропитания в течение не менее 30 мин.

4.4.2.3 Сетевой коммутатор Ethernet

Гигабитный управляемый сетевой коммутатор должен обеспечивать подключение не менее 8 устройств, имеющих порты Ethernet.

4.4.2.4 Локальные АРМ диспетчеров

Локальные АРМ диспетчеров должны иметь:

- емкость энергонезависимой памяти не менее 256 ГБ для хранения пользовательских файлов и 6 ГБ для файлов ОС;
- объем оперативной памяти не менее 8 ГБ;
- тактовую частоту центрального процессора не менее 3,0 ГГц;
- безвентиляторное исполнение для увеличения срока службы;
- не менее одного порта Ethernet 1ГБ/с;
- не менее двух портов USB 2.0 для подключения различных внешних устройств.

Компьютеры не входят в поставку.

4.4.2.5 МТА ответственных лиц

МТА ответственных лиц должны позволять прием SMS, по возможности – e-mail сообщений.

Для целей мониторинга объектов диспетчеризации МТА могут поддерживать стандарты Java ME или Java SE.

МТА не входят в поставку.

4.4.3 Перечень функций верхнего уровня

В перечень функций верхнего уровня входят следующие функции:

- сбор данных со среднего уровня и хранение их в базе данных;
- маршрутизация ТСР-трафика между ССД и локальными АРМ диспетчеров ВУ;
- прием сообщений о факте возникновения нештатных и/или аварийных ситуаций и регистрация их в базе данных;
- отображение текущих данных мониторинга в режиме реального времени в виде трендов, таблиц и мнемосхем;
- отображение диагностических данных (связь между уровнями);
- отображение архивных данных в виде режимных листов, которые могут содержать графики и таблицы;
- распределение потребления энергоресурсов по производственным единицам Заказчика (цеха, участки) в получасовом разрезе с возможностью его конфигурирования пользователем системы;
- динамическое распределение энергоресурсов, учтённых отдельными счётчиками, корректорами, вычислителями и регистраторами, через графический интерфейс пользователя в отдельной отчётной форме за любой период времени, по которому есть данные в БД;
- формирование файлов с режимными листами для печати.

Все перечисленные выше функции должны реализовываться согласно проектной документации на АС.

4.4.4 Требования по устойчивости к внешним воздействиям

Все технические средства должны удовлетворять требованиям исполнения по устойчивости к температуре и влажности окружающего воздуха по группе В4 (ГОСТ 12997-84), которые позволяют работу в следующих условиях:

- диапазон температур окружающего воздуха от +5°C до +50°C;
- влажности до 80% при температуре окружающего воздуха до 35°C (без конденсации влаги);
- группа исполнения по устойчивости к атмосферному давлению Р (от 84 до 106,7 кПа);
- по устойчивости к механическим воздействиям технические средства должны быть обыкновенного исполнения, выдерживающие вибрацию частотой 235 Гц с амплитудой не более 0,1 мм.

Защита технических средств АСУ от воздействия внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для их эффективной работы в стационарных условиях (п. 1.4.12 ГОСТ 24.104-85).

Технические средства должны устанавливаться в местах, исключающих прямое попадание влаги, агрессивных сред, открытого огня, а также механического воздействия.

Для бесперебойного функционирования оборудования в помещении аппаратной должны быть обеспечены следующие условия:

- температура воздуха в помещении должна находиться в пределах от 18°C до 24°C при измерении на высоте 1,5 метра от уровня пола. Скорость изменения температуры не должна превышать 3°C в час;
- влажность воздуха должна быть в пределах от 30 до 55% без конденсации влаги при измерении на высоте 1,5 м от уровня пола. Скорость изменения влажности воздуха не должна превышать 6% в час;
- освещенность должна быть не менее 540 люкс при измерении на высоте 1 метра от уровня пола в свободном от оборудования пространстве;
- уровень вибрации. В диапазоне частот 5-22 Гц амплитуда колебаний не должна превышать 0,12 мм, а в диапазоне 22-500 Гц максимальное ускорение не должно превышать 2,5 мм/с²;
- электрическая составляющая электромагнитного поля не должна превосходить величину 0,3 В/м во всем спектре частот.

Предельное содержание загрязняющих веществ в помещениях должно быть в соответствии с регламентирующими документами. Электрическая составляющая электромагнитного поля в помещениях, где располагаются технические средства, не должна превышать 0,3 В/м по ГОСТ 16.325-76, п. 2.

Питание должно осуществляться по двум линиям: основная и резервная - от сети переменного тока (напряжение 220 В +10,-15%), частота 49-51 Гц, коэффициент несинусоидальности кривой напряжения не более 5%.

В системе должны использоваться промышленные технические средства по устойчивости, параметрам питания и по категории исполнения, удовлетворяющие ГОСТ 21552-84, ГСП-ГОСТ 12997-84, и только в условиях, определенных в эксплуатационной документации на них.

4.4.5 Требования к метрологическим характеристикам

Верхний уровень системы не должен вносить дополнительной погрешности в передаваемые и хранимые данные.

4.4.6 Требования к безопасности

Требования к безопасности при эксплуатации КТС ВУ должны соответствовать п. 4.2.6 настоящего документа применительно к ВУ.

4.4.7 Требования к надежности

Требования к надежности КТС ВУ должны соответствовать п. 4.2.7 настоящего документа применительно к ВУ.

4.4.8 Требования к техническому обслуживанию

Техническое обслуживание КТС ВУ системы должно проводиться в соответствии с технической документацией на систему и входящих в нее приборов и подсистем.

Требования к ремонтным, профилактическим работам, техническому обслуживанию КТС должны соответствовать ГОСТ 12.3.019-80.

4.4.9 Требования к диагностике функционирования

ПО ВУ должно обеспечивать:

- диагностику каналов связи с СУ не менее чем один раз в три минуты;
- самодиагностику не реже чем один раз в 10 минут.

4.4.10 Требования к показателям назначения

Сервер сбора данных должен обеспечивать:

- сбор данных со среднего уровня с периодичностью обновления информации в базе данных не менее одного раза в три минуты;
- хранение полученных с СУ данных в базе данных с глубиной архива трехминутных значений не менее 3 месяцев и среднечасовых значений не менее 5 лет;
- прием сообщений о факте возникновения нештатных и/или аварийных ситуаций и регистрация их в базе данных с глубиной ретроспективного просмотра не менее 5 лет;
- отправку сообщений о факте возникновения нештатных и/или аварийных ситуаций на МТА ответственных лиц с максимальной задержкой между поступлением сообщения от СУ АС до момента отправки сообщения на ВУ не более 1 с.;
- самодиагностику согласно п. 4.3.9 настоящего технического задания.

КТС ВУ должен обеспечивать:

- подключение к БД для чтения архивных и текущих значений технологических параметров и информационно-справочных данных;
- отображение полученных из БД данных в форме графиков, трендов, таблиц и мнемосхем;
- отображение сообщений о факте возникновения нештатных и/или аварийных ситуаций (режимов);
- формирование электронных форм для печати в соответствии с проектной документацией на систему;
- диагностику оборудования, подсистем и программного обеспечения с выдачей диагностических сообщений на экран диспетчера;
- самодиагностику.

4.4.11 Требования к документации

Документация к системе должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 34.201-2020 и ГОСТ Р 59795-2021.

Для верхнего уровня системы должны быть разработаны следующие документы:

- «Перечень входных сигналов»;
- «Перечень выходных сигналов»;
- «Схема структурная комплекса технических средств»;
- «Чертеж формы документа (видеокадра)».

4.4.12 Требования к программному обеспечению

ПО ВУ состоит из:

- системного программного обеспечения (СПО);
- прикладного программного обеспечения (ППО).

В системное программное обеспечение входят:

- операционная система (ОС);
- систему управления базами данных (СУБД) сервера сбора данных;
- виртуальная машина Java SE версии 6 или выше.

ППО должно включать в себя:

- ПО сбора данных СУ и записи их в БД ВУ;
- ПО приема сообщений о факте возникновения нештатных и/или аварийных ситуаций и регистрации их в БД ВУ;
- ПО самодиагностики.

В прикладное программное обеспечение должно входить специализированное программное обеспечение «Энергосфера» не ниже 8.1 или «Пирамида 2.0», обеспечивающее функции, перечисленные в разд. 4.4 настоящего технического задания. Выбор ПО д.б. обоснован в проектном решении.

Операционная система ССД должна быть выбрана из списка:

- Astra Linux (лицензия GPL);
- FreeBSD (лицензия BSD);
- Ubuntu (лицензия GPL);
- OpenSUSE (лицензия GPL);
- Debian (лицензия GPL).

Приведенный выше список операционных систем не полный и включает наиболее стабильные и надежные свободные операционные системы, которые предназначены для надежной работы в качестве серверных ОС.

СУБД должна быть выбрана из списка:

- PostgreSQL;
- MS SQL;
- MongoDB (лицензия AGPL);
- HSQLDB (HyperSQL) (лицензия BSD);
- H2 Database (двойная лицензия: EPL 1.0 и MPL 1.1);
- Apache Derby (лицензия APL 2.0);
- Java DB.

Все перечисленные в вышеприведенном списке СУБД являются кроссплатформенными (работают на различных операционных системах).

Виртуальная машина Java должна быть выбрана из следующего списка:

- Sun Java SE;
- OpenJDK (лицензия GPL).

Для доступа к коммуникационным портам RS-232/RS-485 предлагается использовать свободное программное обеспечение RXTX Java.

Для доступа к СУБД (как с ВУ, так и из ППО) должен быть использован стандарт связи с БД JDBC.

Прикладное программное обеспечение должно быть построено на базе открытых технологий, являться кроссплатформенным: АРМ пользователя может быть реализован или как Windows-приложение, или в форме WEB-приложения, совместимого с большинством популярных браузеров, в том числе Chrome, Yandex, Firefox, Opera и должен функционировать под управлением различных операционных систем, в том числе семейств Windows и Linux, без необходимости установки дополнительных компонентов.

В качестве операционных систем АРМ диспетчеров, остальных пользователей системы могут быть использованы следующие операционные системы:

- OpenSUSE (лицензия GPL);
- Microsoft Windows;

- Ubuntu (лицензии GPL, EPL, APL).

В качестве виртуальной машины Java SE на АРМ могут быть использованы:

- Sun Java SE (лицензия Sun Microsystems);
- OpenJDK (лицензия GPL).

Минимальный набор мнемосхем, который должен быть разработан в рамках создания системы:

- однолинейные по всем РУ (э/э);
- три схемы котельных;
- одна схема по воде;
- две схемы по пару 24атм и батм;
- схема по природному газу;
- схема по ГВС/отоплению;
- схема по ТЭЦ.

Необходимое количество и макеты разрабатываемых отчетов указаны в Приложении 5.

4.4.13 Требования к численности и квалификации персонала, режиму работы

Количество диспетчеров, осуществляющих мониторинг и управление системой, определяется Заказчиком. Количество пользователей системы приведено в Приложении 2.

В течение гарантийного периода на систему обслуживания АРМ диспетчеров осуществляется силами Подрядчика при соблюдении со стороны Заказчика правил эксплуатации системы и технического регламента по использованию вычислительной техники, содержащихся в проектной документации и нормативных документах (РД, ГОСТ, ОСТ, правила и прочие документы, имеющие силу на данном предприятии).

По окончании гарантийного периода на систему обслуживания АРМ должно быть возложено на отдельно выделенную штатную единицу Заказчика.

Функции обслуживания АРМ могут быть делегированы Подрядчику при условии подписания с ним дополнительного соглашения или договора на обслуживание.

Персонал, выполняющий работы по обслуживанию АРМ, должен обладать знаниями в объеме следующих документов:

- «Руководство пользователя»;
- «Описание систем классификации и кодирования»;
- «Чертеж формы документа (видеокадра)».

4.4.14 Требования к защите информации

Доступ к данным, хранящимся на ССД, должен выполняться с использованием защищенных соединений с шифрованием данных (например, с использованием протокола SSL).

В ПО ВУ должна быть предусмотрена система ролей с парольной защитой для воспрепятствования получению доступа к данным злоумышленникам или лицам, ограниченным в использовании функций управления системой и/или мониторинга системы.

Минимально необходимый перечень ролей с их краткими описаниями приведен ниже:

№ п/п	Наименование роли	Описание роли
1	Обычный пользователь	Доступ к функциям чтения архивов и текущих значений
2	Сервисный инженер	Доступ к изменению настроек оборудования и программного обеспечения
3	Администратор	Доступ ко всем функциям системы (все действия администратора отражаются в системном журнале БД СУ)

Для предотвращения несанкционированного доступа к ССД необходимо размещение ССД в отдельном помещении со строгим ограничением доступа в это помещение посторонних субъектов.

4.4.15 Требования к эргономике и технической эстетике

Оборудование и программное обеспечение ВУ должны удовлетворять требованиям следующих стандартов:

- ГОСТ Р 50948-2001. «Средства отображения информации индивидуального пользования. Общие эргономические требования и требования безопасности»;
- ГОСТ Р 52324-2005. «Эргономические требования к работе с визуальными дисплеями, основанными на плоских панелях. Часть 2. Эргономические требования к дисплеям с плоскими панелями»;
- ГОСТ Р 50923-96. «Дисплей. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения»;
- ГОСТ Р ИСО 9241-3-2003. «Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (ВДТ). Часть 3. Требования к визуальному отображению информации»;
- ГОСТ 21829-76. «Система «Человек-машина». Кодирование зрительной информации. Общие эргономические требования»;
- ГОСТ 20.39.108-85. «Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора»;
- ГОСТ 12.2.032-78. «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»;
- ГОСТ 22269-76. «Система «Человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования»;
- ГОСТ 21480-76. «Система «Человек-машина». Мнемосхемы. Общие эргономические требования».

5 Состав и содержание работ по созданию системы

Этапы создания автоматизированной системы должны проводиться согласно ГОСТ 34.601-90.

Основной перечень работ приведен ниже:

№ п/п	Наименование работы	Содержание работы
1	Разработка проектной документации	Разработка проектной и рабочей документации по ГОСТ 34.201-2020 и ГОСТ Р 59795-2021
2	Разработка смет	Локальный сметный расчет; Сводный сметный расчет.

№ п/п	Наименование работы	Содержание работы
3	Разработка и адаптация программ	Разработка прикладного программного обеспечения и адаптация его к требованиям Заказчика
4	Подготовка объекта автоматизации к вводу автоматизированной системы в действие	Подготовка объекта автоматизации к вводу автоматизированной системы в действие в соответствии с требованиями документа «Программа и методика испытаний» (выполняется Заказчиком)
5	Подготовка (обучение) персонала	Обучение персонала Заказчика работе с системой
6	Комплектация АС поставляемыми изделиями	Поставка оборудования и программного обеспечения в соответствии с документами «Ведомость покупных изделий» и «Спецификация оборудования»
7	Строительно-монтажные работы	Проведение строительно-монтажных работ на объекте автоматизации
8	Пусконаладочные работы	Проведение пусконаладочных работ на объекте автоматизации
9	Предварительные испытания	Проведение предварительных испытаний перед сдачей систему в опытную эксплуатацию. На этом этапе производится корректировка программного обеспечения и дополнительная настройка (при необходимости) оборудования. Этап завершается подписанием акта приемки системы в опытную эксплуатацию.
10	Опытная эксплуатация	На этой стадии производится эксплуатация системы в течение определенного периода, согласованного в установленном порядке между Подрядчиком и Заказчиком, с целью выявления отклонений в работе оборудования и/или программного обеспечения. Окончание периода опытной эксплуатации определяется соглашением между Заказчиком и Подрядчиком.
11	Приемочные испытания	На этой стадии осуществляется проверка соответствия работающей автоматизированной системы требованиям, указанным в настоящем техническом задании и проектной документации. Этап завершается подписанием акта приемки системы в промышленную эксплуатацию.

6 Порядок контроля и приемки системы

Приемка системы должна производиться поэтапно:

- приемка нижнего уровня системы (проверка схем включений счётчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов, снятие векторных диаграмм);
- приемка всей системы (I, II и III уровни).

С целью минимизации издержек на устранение неполадок при сдаче системы в промышленную эксплуатацию, испытания системы следует проводить также в два этапа:

- проведение предварительных испытаний на площадке Подрядчика или Заказчика;
- второй этап — проведение приемочных испытаний на площадке Заказчика.

Обязательный перечень документации при сдаче и приемке системы в промышленную эксплуатацию приведен ниже:

- техническое задание на АС (настоящий документ);
- руководство пользователя;
- программа и методика испытаний;
- акт с результатами испытаний;
- чертеж формы документа (видеокадра).

Порядок и объем испытаний должен быть определен в документе «Программа и методика испытаний», входящем в проектную документацию.

Испытания должны проводиться с участием представителей Заказчика, Подрядчика и пользователей системы на местах ее установки. Приемка автоматизированной системы осуществляется комиссией в составе всех заинтересованных сторон. Акт комиссии должен подтверждать соответствие принимаемой автоматизированной системы настоящему техническому заданию и готовность ко вводу в действие. Все несоответствия системы заявленным требованиям, выявленные в результате испытаний, должны фиксироваться в протоколе испытаний.

Согласованная и утвержденная документация, оформленная в соответствии с требованиями разд. 7 настоящего технического задания, вместе с комплектом оборудования и программного обеспечения передается Заказчику отдельным актом, утверждаемым представителями обеих сторон.

Дополнительные приборы и оборудование, закупаемые стороной Заказчика, передаются на баланс предприятия по окончании пусконаладочных работ.

6.1 Приемка нижнего уровня автоматизированной системы

Отдельная приемка нижнего уровня АС вводится ввиду относительной автономности нижнего уровня от II и III уровня системы.

Основные функции НУ системы, подлежащие приемке, приведены ниже:

- измерение потреблённой электроэнергии и параметров сети и накопление данных в энергонезависимой памяти счётчика;
- соответствие параметров электросчётчика (тарифное расписание, установки времени, лимиты и др.).

Приемка НУ считается выполненной при выполнении следующих условий:

- все предшествующие этапы календарного плана выполнены в полном объеме с подписанием соответствующих актов выполненных работ;
- соответствующий этап испытаний для НУ системы выполнен успешно, Заказчик не имеет претензий к работе НУ системы;
- НУ системы функционально соответствует требованиям настоящего технического задания и проектной документации;
- подписан акт о сдаче (или приемке) НУ системы в опытную или промышленную (в зависимости от стадии приемки) эксплуатацию.

6.2 Приемка всей системы (I, II и III уровни)

Приемка всей системы считается выполненной при выполнении следующих условий:

- все предшествующие этапы календарного плана выполнены в полном объеме с подписанием соответствующих актов выполненных работ;
- соответствующий этап испытаний для всей системы выполнен успешно, Заказчик не имеет претензий к работе системы;
- система функционально соответствует требованиям настоящего технического задания и проектной документации;
- подписан акт о сдаче (или приемке) НУ системы в опытную или промышленную (в зависимости от стадии приемки) эксплуатацию.

7 Требования к документированию

Перечень подлежащих разработке документов должен быть согласован с Заказчиком и передан ему в количестве 3-х экземпляров и в электронном виде в формате PDF. Подрядчик должен передавать качественную документацию необходимой полноты содержания для обеспечения правильной эксплуатации системы и ее обслуживания.

Приборы и оборудование должны иметь технические паспорта.

Документация должна описывать с необходимой достаточностью все части системы, эксплуатируемые персоналом на стороне Заказчика. Состав документации определяется п. 4.2.11, п. 4.3.11 и п. 4.4.11 настоящего технического задания. Виды, комплектность и обозначение документов должны соответствовать таблице 2 ГОСТ 34.201-2020. Руководства пользователей и инструкции по эксплуатации должны разрабатываться для всех участников процесса эксплуатации автоматизированной системы.

8 Источники разработки

При разработке данного технического задания были использованы следующие материалы:

1. РД 153-34.0-11.204-97 «Методика приемки и наладки в эксплуатацию измерительных каналов информационно - измерительных систем (ИИС)» от 01.03.1999 г.
2. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учёту электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении»
3. МИ 222-80 «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов».
4. ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления».
5. ГОСТ 34.201-2020 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
6. ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»
7. ГОСТ 22269-76 «Система «человек-машина». Рабочее место оператора, взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования».
8. СН 245-76 «Санитарные нормы».
9. ГОСТ 34.003-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения.

10. ГОСТ Р 59795-2021. Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
11. ГОСТ 22261-94 (2004). «Средства измерений электрических и магнитных величин».
12. ГОСТ Р 50948-2001. «Средства отображения информации индивидуального пользования. Общие эргономические требования и требования безопасности».
13. ГОСТ Р 52324-2005. «Эргономические требования к работе с визуальными дисплеями, основанными на плоских панелях. Часть 2. Эргономические требования к дисплеям с плоскими панелями».
14. ГОСТ Р 50923-96. «Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения».
15. ГОСТ Р ИСО 9241-3-2003. «Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (ВДТ). Часть 3. Требования к визуальному отображению информации».
16. ГОСТ 21829-76. «Система «Человек-машина». Кодирование зрительной информации. Общие эргономические требования».
17. ГОСТ 20.39.108-85. «Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора».
18. ГОСТ 12.2.032-78. «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
19. ГОСТ 22269-76. «Система «Человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования».
20. ГОСТ 21480-76. «Система «Человек-машина». Мнемосхемы. Общие эргономические требования».

9 Термины и сокращения

9.1 Термины

Нижний уровень — иерархический уровень автоматизированной системы, включающий оборудование и программное обеспечение, непосредственно предназначенные для измерения физических величин.

Средний уровень — иерархический уровень автоматизированной системы, включающий оборудование и программное обеспечение, предназначенные для сбора, обработки и хранения информации, поступающей с нижнего уровня, а также для передачи этой информации на высшие уровни иерархии.

Верхний уровень — иерархический уровень автоматизированной системы, включающий оконечное (терминальное) оборудование и программное обеспечение конечных пользователей (диспетчеров, операторов).

Техническая вода – вода, используемая для технологических и хозяйственных нужд производства и включает в себя следующие виды: речная, питьевая, оборотная, химочищенная, предочищенная вода, промливневые, хоз. фекальные стоки.

9.2 Сокращения

Сокращение (аббревиатура)	Расшифровка
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АС	Автоматизированная система

Сокращение (аббревиатура)	Расшифровка
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУТП	АСУ технологическим процессом
БД	База данных
ВУ	Верхний уровень
ИВК	Информационно-измерительный комплекс
ИВКЦ	Информационно-измерительный комплекс цеха
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТС	Комплекс технических средств
ЛВС	Локально-вычислительная сеть
МТА	Мобильный телефонный аппарат
НУ	Нижний уровень
ОС	Операционная система
ПО	Программное обеспечение
ППО	Прикладное программное обеспечение
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РУ	Распределительные устройства
СПО	Системное программное обеспечение
ССД	Сервер сбора данных
СУ	Средний уровень
СУБД	Система управления базами данных
УОБП	Устройство обеспечения бесперебойного питания
УПД	Устройство передачи данных
УСД	Устройство сбора данных
ШСД	Шкаф сбора данных

Примечание: приложения предоставляются по запросу.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Перечень точек учета

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Количество пользователей системы

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Структурная схема автоматизированной системы

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. План промплощадки

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Перечень отчетов к реализации