

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора
- главный инженер
филиала ПАО «МРСК Центра»-
«Воронежэнерго»


В.А. Антонов

«25» 10 2019г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

Комплексное расширение автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики и охранной сигнализации) с удаленным сбором данных (включая приобретение оборудования, выполнение проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ) в рамках статьи ИПР «Монтаж охранной сигнализации на ТП 10/0,4 кВ РЭС»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ №1_36_155

на 53 листах

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ:
Исполнительный аппарат ПАО «МРСК Центра»

Наименование подразделения	Должность	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Департамент защиты объектов и информационной безопасности	Начальник департамента	Парфентьев С.А.		28.10.19
Департамент КиТ АСУ	Начальник департамента	Демьянец Р.В.		07.11.2019
Департамент КиТ АСУ	Заместитель начальника департамента	Симонов Е.Е.		20.10.19
Департамент реализации услуг и учета электроэнергии	Заместитель начальника департамента - начальник управления реализации услуг	Бугорский А.Ю.		05.11.19
Управление РиЭ АСДУ	Начальник управления	Петров Д.А.		25.10.19

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

Наименование подразделения	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Исполнительный аппарат	Заместитель директора по безопасности - начальник отдела безопасности	Сурков С.И.		25.10.19
УУЭЭ	Начальник управления	Тамбовцев А.Н.		25.10.19
УРС	И.о. начальника управления	Бесов С.К.		25.10.19
УКиТ АСУ	Начальник управления КиТ АСУ	Галицкий А.П.		25.10.19

СОСТАВИЛИ:

Наименование подразделения	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
ОЭ АСДУ СЭ СДТУ и ИТ	Начальник отдела	Повичков Н.П.		25.10.19

Согласовано К.Р. Корухин Н.Н. 25.10.2019г.

М.Р. Кошечкин М.Р.

Оглавление

1. Общие сведения	6
1.1. Наименование.....	6
1.2. Назначение.....	6
1.3. Цели создания.....	6
1.4. Основание для проведения работ	7
1.5. Сроки начала и окончания работ.....	7
1.6. Источник финансирования	7
2. Общие технические требования	7
3. Состав и содержание работ.....	8
3.1. Требования к проектной документации	9
3.1.1. Требования к проведению предпроектного обследования	10
3.2.Выполнение работ по монтажу технических средств:	12
3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:.....	12
3.4. Предварительные испытания:.....	14
3.5. Опытная эксплуатация:	14
3.6. Приемочные испытания:	14
4. Требования к расширяемым автоматизированным системам	15
4.1. Общие требования к расширяемым системам	15
4.2. Требования к ИИК	16
4.2.1. Требования к вторичным измерительным цепям.....	17
4.2.2. Требования к трансформаторам тока.	17
4.2.3. Требования к трансформаторам напряжения.	18
4.2.4. Требования к системе организации единого времени	19
4.3. Требования к ВШУ	19
4.4. Требования к ИВКЭ.....	21
4.5.Требования к системе телемеханики	21
4.6. Требования к электропитанию	23
4.7. Требования к климатическому исполнению	23
4.8. Требования к монтажу и местам установки оборудования	23
4.9. Требования к каналам связи.....	27
4.10. Требования к надежности и безопасности	28
4.11. Метрологические и другие требования к оборудованию	29
4.12. Требования к электромагнитной совместимости	29
4.13. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению ...	30

4.14. Требования к документированию	30
4.15. Требования к эксплуатационной документации.....	31
4.17. Требования к защите информации от несанкционированного доступа	32
4.18. Требования к информационному обмену между уровнями системы.....	33
4.19. Требования к проведению опытной эксплуатации.....	33
5. Требования по стандартизации и унификации	35
6. Гарантийные обязательства	37
7. Особые условия.....	37
8. Приложения	38
Типовые технические решения	43
Таблица 1. Объем телеметрической информации и данных учета для ТП различных категорий.	44
Таблица 2. Основные требования к оборудованию и шкафам ТМ и АСУЭ.....	50

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;
АВР - автоматический ввод резерва;
АСТУ - автоматизированные системы технологического управления;
АСУЭ – автоматизированная система учета электроэнергии;
ВЛ - воздушная линия;
ВШУ - выносной шкаф учета электроэнергии;
КЛ - кабельная линия;
ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;
ИВК - информационно - вычислительный комплекс на базе ПО «Пирамида-Сети»;
ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (УСПД, контроллер);
ИИК - измерительно-информационный комплекс точки учета;
КП – контролируемый пункт телемеханики;
КС – канал связи;
МРСК - межрегиональная распределительная сетевая компания;
МЭК - международная электротехническая комиссия;
ОИК – оперативно-информационный комплекс;
ПД – проектная документация (включая рабочую документацию);
ПИР – проектно-изыскательские работы;
ПМИ - программа и методика испытаний;
ПО - программное обеспечение;
ППО - предпроектное обследование;
РД - рабочая документация;
СТМ – система телемеханики;
ТЗ - техническое задание;
ТМ – телемеханика;
ТН - трансформатор напряжения;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ - трансформатор тока;
УСПД - устройства сбора и передачи данных;
ЦППС – центральная приемо-передающая станция;
Fieldbus - промышленная сеть передачи данных;
GSM - глобальный цифровой стандарт для мобильной сотовой связи;
GPRS - надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных;
PLC - коммуникация, построенная на линиях электропередачи;
RF - коммуникация, построенная на беспроводной связи (радиоканал);
RS-485 - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;
TCP/IP - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях.

1. Общие сведения

1.1. Наименование

Комплексное расширение автоматизированных систем (учета электроэнергии и телемеханики) с удаленным сбором данных (включая приобретение оборудования, выполнение проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ) на объектах электросетевого хозяйства для нужд филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

1.2. Назначение

Своевременное и надежное обеспечение участников розничного рынка электроэнергии достоверной информацией о величине, фактически отпущенной / принятой электроэнергии и мощности. Расширение системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных (далее - системы учета электроэнергии) на объектах филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», в том числе для построения балансов электрической энергии и мониторинга режимов потребления.

В случае установки компонентов систем учета электроэнергии и телемеханики на ТП не включенных в СТМ или оснащенных устаревшим оборудованием ТМ (без поддержки МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850), применяемые технические решения должны обеспечивать включение таких объектов в СТМ, в том числе с реализацией следующих функций:

- контроля технологического режима и состояния оборудования;
- управления основным и вспомогательным оборудованием (при наличии объектов управления);
- информационно-аналитической поддержки диспетчерского персонала;
- сбора и передачи телеметрической информации в ОИК ЦУС или ДП РЭС по протоколу МЭК 60870-5-104 и в соответствии со стандартом МЭК 61850.

1.3. Цели создания

- Повышение наблюдаемости ТП, передача технологической информации на все уровни принятия решений;
- Повышение эффективности диспетчерского управления;
- Ускорение ликвидации нарушений и аварий оборудования ТП. Снижение недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования и возможности оперативного управления объектом;
- Приведение в соответствие систем учета электроэнергии на объектах требованиям отраслевых и нормативных документов;
- Снижение потерь электрической энергии путем повышения точности учета электроэнергии;
- Оперативное получение информации об объемах передаваемой электроэнергии и мощности, сокращение сроков получения и обработки информации;
- Снижения случаев травматизма с посторонними лицами на объектах Филиала.

1.4. Основание для проведения работ

Инвестиционная программа ПАО «МРСК Центра» на 2019 год.

1.5. Сроки начала и окончания работ

- начало выполнения работ – не позднее 10 календарных дней с момента заключения договора;
- предельный срок выполнения работ – 31.12.2019г.
- стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

1.6. Источник финансирования

Финансирование работ выполняется согласно статьи № ВР-2488 «Монтаж охранной сигнализации на ТП 10/0,4 кВ РЭС» инвестпрограммы 2019г. филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго».

1.7. Технические характеристики оборудования

Технические характеристики приборов учета должны соответствовать СТО 34.01-5.1-009-2019 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), характеристики УСПД должны соответствовать СТО 34.01-5.1-010-2019 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), технические характеристики шкафов учета в соответствии с разделом 4 данного технического задания.

В случае установки компонентов АСУЭ и ТМ на ТП не оснащенных СТМ или оснащенных устаревшим оборудованием ТМ, вновь устанавливаемое оборудование для СТМ должно соответствовать:

- СТО 34.01-6.1-001-2016. Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования.
- СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ.

К установке допускается оборудование, аттестованное в соответствии с Методикой ПАО «Россети» проведения аттестации оборудования, материалов и систем в электросетевом комплексе, утвержденной Правлением ПАО «Россети» (протокол от 31.03.2014 № 225пр/2).

1.8. Объекты

Установка компонентов систем учета электроэнергии и телемеханики производится на объектах, приведенных в приложении 3 к техническому заданию.

2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 1 квартала 2019 года.

2.2. Типы применяемых компонентов системы учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы, УСПД) электроэнергии должны быть утверждены Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению

единства измерений.

2.3. Состав оборудования шкафов и его технические характеристики, а также спецификация оборудования и работ могут быть уточнены в результате обследования объектов. Оборудование шкафов АСУЭ и ТМ для ТП 6-10кВ должно соответствовать типовым техническим требованиям ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (приложение 6).

3. Состав и содержание работ

В существующие ИВК и ОИК филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», должны быть интегрированы:

- Вновь устанавливаемые ИИК, включающие трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, а также приборы коммерческого и технического учета электрической энергии;

- Вновь устанавливаемые ИВКЭ, обеспечивающие доступ, диагностику, сбор и обработку информации от ИИК. В состав ИВКЭ должны входить: УСПД и/или контроллеры, обеспечивающие доступ к информации по учету электроэнергии на уровне ИИК, технические средства приема-передачи данных (оборудование локальных вычислительных сетей, кабельная инфраструктура).

Организация учета электроэнергии должна обеспечивать возможность формирования балансов электроэнергии по секциям шин каждого класса напряжения фидеров 6-10/0,4 кВ и в целом по ПС, включая обходные и секционные выключатели, а также трансформаторы собственных нужд.

При организации учета электроэнергии необходимо предусмотреть установку/замену приборов учета электроэнергии и измерительных трансформаторов на отходящих присоединениях и вводах силовых трансформаторов каждого класса напряжения (в случае их несоответствия СТО 34.01-5.1-009-2019 ПАО «Россети»). Для объектов 0,4 кВ ТП 6-10 кВ допускается установка приборов учета электроэнергии на стороне высшего напряжения (6-10 кВ) силовых трансформаторов при наличии согласования Заказчика и экономического эффекта. Вновь вводимые точки учета должны быть интегрированы в ИВК и ОИК филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

Все работы выполняются силами подрядной организации. Поставка ЗиП осуществляется силами подрядной организации, объем поставки - в соответствии с проектно-сметной документацией.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» обеспечивает предоставление комплекта документов для проведения предпроектного обследования согласно п. 3.1.1. При выборе средств защиты информации, в том числе сопутствующего встроенного программного обеспечения, должно учитываться возможное наличие ограничений со стороны разработчиков (производителей) или иных лиц на применение программных или программно-аппаратных средств на всей территории Российской Федерации (п. 31 приказа ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»).

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации,

типовыми техническими решениями и требованиями по организации учета электроэнергии (приложения №5, 6), условиями договора подряда.

3.1. Требования к проектной документации

Проектно-изыскательские работы (далее - ПИР) представляют собой комплекс работ по проведению инженерных изысканий, разработке технико-экономических обоснований строительства, подготовке проектов, рабочей документации, составлению сметной документации для осуществления комплексного расширения систем учета электроэнергии и ТМ с автоматизированным сбором данных. В связи с особенностями функционирования систем учета электроэнергии с удаленным сбором данных и телемеханики, изыскательские работы, представляющие собой комплекс технических и экономических исследований района строительства, проводятся в форме предпроектного обследования. По результатам предпроектного обследования составляется отчет предпроектного обследования (далее - ППО), который должен быть согласован с Заказчиком и удовлетворять требованиям, указанным в п. 3.1.1.

Проектирование должно быть выполнено в соответствии с требованиями действующих нормативных и отраслевых директивных и методических документов в части энергоснабжения, выполнения измерений количества электроэнергии, в том числе Федерального закона от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», «Правил учета электрической энергии», утвержденных Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996, ПУЭ и ПТЭ.

На стадии проектирования должно быть выполнено структурирование по объектам основного оборудования, определение каналов и среды передачи данных, технические характеристики и схемы включения, согласование с Заказчиком, и разработаны следующие документы:

- проектная документация;
- рабочая документация;
- эксплуатационная документация;
- программа и методика испытаний (ПМИ).

Допускается одноэтапное проектирование с разработкой технорабочего проекта.

Проектная документация на расширение системы учета электроэнергии и системы телемеханики (далее - ПД), должна включать технические решения, описание комплекса технических средств, схемы, чертежи и сметные расчеты, обеспечивающие привязку типовых технических решений к конкретному объекту и необходимые для монтажа и наладки компонентов систем, согласование ПД и эксплуатационной документации с Заказчиком. В сметах необходимо предусмотреть расчет затрат на эксплуатацию системы учета и поставку ЗИП 3%.

На данном этапе также должно быть выполнено:

– согласование совместно с Заказчиком планов-графиков производства работ с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.) при установке систем учета электроэнергии на объектах потребителя (ВРУ многоквартирных домов, частные домовладения, и т.д.);

– разработка и согласование с Заказчиком планов-графиков производства работ и технологических карт производства работ по строительно-монтажным, пусконаладочным работам и сдачи в промышленную эксплуатацию готовых объектов.

Рабочая документация должна содержать:

- пояснительную записку;
- планы размещения оборудования и кабельных трасс;
- схемы однолинейные принципиальные ПС с указанием приборов учета по каждому присоединению;
- таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы);
- схемы организации каналов телемеханики;
- спецификации оборудования и материалов;
- ведомости работ с учетом полного комплекса работ, необходимых для ввода в эксплуатацию системы, в том числе настройка передачи телеметрической информации в существующий ОИК и настройке передачи данных учета в ИВК;
- локальные сметы на оборудование, локальные сметы на монтажные работы, локальные сметы на пусконаладочные работы, сводные сметные расчеты по каждому объекту и общий сводный сметный расчет по всем объектам;
- программу и методики испытаний.

В составе эксплуатационной документации Заказчиком разрабатываются комплекс организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации, включающий разработку:

– регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации;

– регламента действий персонала по восстановлению информации и штатного функционирования объектов информационной инфраструктуры системы учета электроэнергии в случае возникновения нештатных ситуаций, в результате которых нарушено и (или) прекращено функционирование объектов информационной инфраструктуры;

– регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры при выводе его из эксплуатации.

3.1.1. Требования к проведению предпроектного обследования

В результате выполнения ППО представителям Заказчика представляется отчет, составными частями которого являются заверенные подписями ответственных лиц, копии оригиналов документов, собранных в результате обследования подрядчиком и пояснительная записка по ППО. Первичная документация для ППО должна быть предоставлена Заказчиком.

При проведении предпроектного обследования необходимо собрать следующую техническую документацию (копии документов должны быть получены от Заказчика или изготовлены им до начала проведения ППО):

1. Полное название сетевого района, почтовый адрес, телефон и факс приемной, адрес электронной почты.

2. Адресные списки точек поставки с указанием марок существующих приборов учета и привязкой потребителей к ТП 6-10 кВ (линии 0,4 кВ), включая наименование и адрес объектов прочих собственников объектов электросетевого хозяйства, присоединенных к обследуемым объектам сетевой организации (ВРУ, ВРЩ, ГРЩ, ТП, РП).

3. Планы (существующей компоновки) помещений подстанций и распределительных пунктов (уточняется Подрядчиком на этапе ППО).

4. Документы о технологическом присоединении по юридическим лицам, а также потребителям-гражданам (при наличии).

5. Действующие акты проверки-замены приборов учета и актов ввода в эксплуатацию с потребителями.

6. Однолинейные схемы трансформаторных подстанций и линий электропередач, перечня установленных приборов учета, а также измерительных ТТ ТН (далее - первичная документация).

7. Перечень оборудования, с помощью которого организованы существующие каналы связи на объекте.

8. Перечень объектов ТП с указанием технологии передачи данных. По каналам сотовых операторов подрядчик производит замер уровня сигнала связи по всем объектам установки оборудования передачи данных.

9. Паспорта-протоколы ИИК по каждому объекту (при их наличии в сетевой организации).

10. Однолинейные схемы сети 6-10 кВ обследуемой сети.

11. Однолинейные схемы ВРУ (ВРЩ, ГРЩ), запитанных от обследуемых подстанций (при наличии в сетевой организации).

12. Документы, подтверждающие наличие государственной поверки на все типы используемого оборудования и средств измерений (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, приборы учета и иные средства измерений, подлежащие государственной поверке) (при отсутствии - восстановить).

13. Поопорные электрические схемы 0,4 кВ, на которых обозначены точки учета сетевой организации и потребителей электроэнергии. На схемах должны быть указаны:

- типы силовых трансформаторов;
- состояния выключателей и разъединителей для нормального режима;
- полные (без сокращений) наименования отходящих присоединений;
- границы раздела балансовой принадлежности;
- типы точек учета и номера приборов учета: КУ (коммерческий учет) или ТУ (технический учет) (при наличии).

14. Планы помещений, которые используются или предполагаются для размещения оборудования с указанием существующих кабельных трасс, каналов, лотков, размещения существующего оборудования, ячеек, панелей собственных нужд, а также размера помещений для каждого объекта (предоставляются Заказчиком при наличии, уточняются подрядчиком на этапе ППО);

15. Данные по нагрузкам на присоединениях в дни проведения контрольных замеров (при наличии);

16. Перечень и характеристики силовых трансформаторов на каждом объекте;

17. Перечни оборудования связи на объектах (если таковое имеется) и схемы размещения его на объектах и схемы его подключения от источников питания (основного и резервного).

При проведении ППО Подрядчик так же должен представить результаты замеров качества приема-передачи сигнала по каналам связи PLC, RF, GSM (не менее 3-х операторов сотовой связи, по согласованию).

3.2. Выполнение работ по монтажу технических средств:

- комплектация, поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;

- в соответствии с ПД выполнение монтажа средств измерений (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы), оборудования передачи данных, модулей ввода/вывода ТМ, реле контроля напряжения, присоединение контрольных кабелей, кабелей бесперебойного, резервного питания, интерфейсных кабелей и т.п. Весь перечень работ должен быть отражен в ведомости работ и сметной документации;

- прокладка необходимых вторичных цепей;

- оформление паспортов-протоколов для приборов учета, присоединяемых через измерительные трансформаторы тока и напряжения, находящихся на балансе Общества, включая проведение необходимых измерений по загрузке вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, потерь напряжения от трансформаторов напряжения до приборов учета ПС 35-110кВ на балансе Общества;

- оформление актов допуска установленных приборов учета в эксплуатацию с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.).

- оформление акта передачи материальных ценностей (демонтированного оборудования) Заказчика.

3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:

- определение соответствия выполнения строительно-монтажных работ техническим требованиям, установленным технической документацией предприятий-изготовителей оборудования и техническими решениями;

- проверка настроек приборов учета;

- регулировка, настройка отдельных видов оборудования, входящих в состав системы учета электроэнергии, блоков, линий, с целью обеспечения установленной техническими решениями взаимосвязанной работы;

- обеспечение проверки каналов связи для передачи данных;

- проведение комплексной наладки всех элементов системы, отладка их взаимодействия;

- проверка доступа с уровня ИВК для автоматизированного сбора данных с компонентов системы учета электроэнергии;

- интеграция вновь установленного оборудования в ИВК и ОИК на серверных мощностях, предоставленных Заказчиком;

- предоставление Заказчику полностью заполненной монтажной таблицы (приложение № 4) для последующей проверки корректности её заполнения представителем Заказчика и занесения в ПО ИВК, что обеспечит автоматический сбор данных с вновь смонтированных точек учета на объектах и фидерах 6-10/0,4 кВ. При наличии замечаний со стороны Заказчика по заполнению НСИ, Подрядчик устраняет возникшие замечания своими силами;

- оформление от имени Заказчика «Акта приема-передачи демонтированного оборудования и замене (приемке, обследовании) установленного оборудования коммерческого учета электрической энергии», а также актов допуска установленных приборов учета в эксплуатацию с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.);

Для ТП, на которых в соответствии с приложением №3 планируется установка оборудования в целях комплексного расширения АСУЭ и СТМ (не оснащенных СТМ или оснащенных устаревшими СТМ) выполняются дополнительно следующие работы:

- проверка готовности и наладка работы оборудования в комплексе с существующим ОИК АСТУ филиала;

- организации передачи телеметрической информации в существующий ОИК АСТУ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» по протоколу МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850. Наладка УСПД, модулей ввода/вывода ТМ, счетчиков для получения телеметрической информации;

- согласование с Заказчиком формуляра сигналов с указанием размерности величин сигналов (Вт, кВт и т.п.) и аппертур;

- привязка сигналов на уровне КП в соответствии с актуальными схемами электроустановки. При этом именовать сигналы необходимо в соответствии с наименованиями коммутационных аппаратов и прочих обозначений, согласно схем нормального режима (актуализированных при необходимости на этапе разработки ПСД);

- проверка прохождения сигналов и корректность привязки на уровне КП/контроллера;

- формирование таблицы конфигурации шкафа ТМ и АСУЭ (IP адрес, адрес АСДУ, наименование сигналов с привязкой к присоединениям, типы КС, номер SIM и т.п.) согласно утвержденной Заказчиком форме;

- отрисовка мнемосхем в ОИК в соответствии со схемами нормального режима полученными от Подрядчика (согласно утвержденной ПД) выполняется Заказчиком;

- интеграция данных из таблиц конфигураций шкафов ТМ и АСУЭ в ЦППС – выполняется Заказчиком;

- совместно с Заказчиком выполнение проверки прохождения сигналов от КП/контроллера до ЦППС и ОИК;

- проверка функционирования смонтированного оборудования в составе систем учета электроэнергии и ТМ в соответствии с методикой испытаний;

- представление Заказчику приемосдаточной документации в соответствии с утвержденным перечнем документов, согласованным с Заказчиком.

Персонал, выполняющий пусконаладочные работы, должен представить сертификаты о прохождении обучения у организации-изготовителя ИВК.

Подрядчик предоставляет фото фиксацию смонтированных технических средств на объектах Заказчика. Фотографии должны быть формата JPEG и содержать следующие метаданные: дата, время и данные геолокации.

3.4. Предварительные испытания:

- проверка настроек приборов учета;
- проверка доступа с уровня ИВК и ОИК для автоматизированного сбора данных с установленного оборудования;
- проверка функционирования системы учета электроэнергии и СТМ в соответствии с методикой испытаний;
- проверка корректности передачи телеметрической информации в ОИК АСТУ.
- оформление результатов испытаний;
- оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.

3.5. Опытная эксплуатация:

Перед вводом в опытную эксплуатацию объектов информационной инфраструктуры предусмотреть проведение оценки соответствия реализованных организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности установленным требованиям в форме испытаний, которые проводятся субъектами информационной инфраструктуры самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензии на деятельность в области защиты информации.

На этапе опытной эксплуатации выполняется Заказчиком:

- ведение журнала опытной эксплуатации (приложение 7) с указанием отклонений от нормального режима работы системы учета и системы телемеханики, замечаний и предложений, возникающих в рамках проведения опытной эксплуатации;
- организация работ по анализу результатов опытной эксплуатации включая:
- анализ продолжительности функционирования систем учёта и телемеханики в целом, их компонентов;
- результаты наблюдения за правильностью функционирования систем учета и телемеханики в целом, их компонентов (функций);
- случаи отказа, сбоя, аварийных ситуаций;
- фиксацию изменений параметров объекта управления и проводимых корректировках документации;
- фиксирование общего процента опроса;

На этапе опытной эксплуатации выполняется Подрядчиком:

- устранение нарушений, связанных с настройкой и функционированием оборудования;
- замена вышедшего из строя оборудования;
- оформление акта о завершении опытной эксплуатации.

3.6. Приемочные испытания:

- анализ результатов испытаний и устранение недостатков, выявленных при испытаниях;
- оформление акта о приемке системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию приемочной комиссией по каждому объекту отдельно;
- разработка методики измерений на созданную систему.

4. Требования к расширяемым автоматизированным системам

4.1. Общие требования к расширяемым системам

Технические средства расширяемых систем должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы.

Системы должны обеспечивать:

- представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей): на уровень ИВК и соответствующий АРМ;
- управление и параметрирование входящих в них компонентов;
- вычисление баланса электроэнергии в ИВК по фидерам 6-10, 0,4 кВ (при наличии технического учета на отходящих линиях 0,4 кВ) и подстанциям в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам всех классов напряжения, секциям шин с учетом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных;
- удаленный доступ к приборам учета и УСПД / контроллерам / маршрутизаторам с ИВК и АРМ специалистов СДТУ;
- сохранность информации на уровнях ИВКЭ, ИВК, ОИК при возникновении любых нештатных ситуаций;
- после восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии каждой системы.

Для распределительных устройств 6 кВ и выше с обходной системой шин при отсутствии трансформаторов тока в линии (за линейным разъединителем) должны быть разработаны решения по обеспечению автоматизированной фиксации перевода линии на обходной выключатель (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей), с отражением в ПМИ расчета количества электроэнергии через присоединение.

Все оборудование расширяемых систем учета и ТМ должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (с передачей аварийной сигнализации и сохранением измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и перепадах напряжения.

Обмен оперативной информацией смонтированного оборудования с вышестоящими уровнями системы телемеханики (с ЦУС) должен осуществляться с использованием протоколов передачи МЭК 60870-5-104 и в соответствии со стандартом МЭК 61850.

Допускается применение протоколов передачи данных МЭК 60870-5-104 при невозможности ОИК осуществлять информационное взаимодействие с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850, при этом должна быть предусмотрена техническая возможность оперативного перехода на информационное взаимодействие по МЭК 61850 при соответствующей готовности вышестоящего уровня управления (ЦУС) без дополнительных затрат для Заказчика и без

необходимости замены основного и вспомогательного оборудования уровня ПС/РП/ТП.

Программное обеспечение, применяемые протоколы оборудования ИИК и ИВКЭ систем учета и ТМ должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети».

Смонтированное оборудование (ИИК / ИВКЭ) должно быть интегрировано в ИВК и ОИК Заказчика.

Системы учета и ТМ должны осуществлять в отношении объектов, которые планируются к включению в указанные системы в рамках настоящего ТЗ, следующие функции:

- учет электрической энергии;
- контроль параметров качества электрической энергии в соответствии с функциональными возможностями компонентов системы в соответствии с параметрами СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»;
- управление и параметрирование входящих в нее компонентов;
- передачу данных телесигнализации (открытие двери шкафа учета, сигнализация о пропадании напряжения на каждой фазе секции 0,4 кВ и на отходящих линиях 0,4 кВ, наличие напряжения на вводе в шкаф АСУЭ и ТМ, срабатывание датчиков открытия двери, объема (для ЗТП) и задымления на ТП).
- передачу данных телеизмерений с вводных приборов учета на ТП ($\cos \phi$, активную мощность, реактивную мощность, фазные напряжения, линейные напряжения, фазные токи, частоты в сети).

Необходимо предусмотреть установку приборов учета электроэнергии на все присоединения и ввода силовых трансформаторов напряжением 6-10 кВ подстанций 35кВ и выше (указанных в приложении 3), а также все коммерческие присоединения и ввода силовых трансформаторов напряжением 0,4 кВ подстанций 6-10 кВ с возможностью осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния. Приборы учета электроэнергии должны интегрироваться в коммуникационный контроллер по открытым промышленным протоколам.

4.2. Требования к ИИК

По способу установки прибора учета допускается монтаж в щит учета, или на DIN-рейку, или на опору - в соответствии с типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Для определения требований к приборам учета электроэнергии руководствоваться СТО 34.01-5.1-009-2019 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

При организации учета электроэнергии на ТП обязательно наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации.

Приборы учета должны интегрироваться в коммуникационные контроллеры системы телемеханики и учета по открытым промышленным протоколам (интерфейсы RS-485 или Ethernet для приборов уровня ТП).

Приборы коммерческого учёта, устанавливаемые на ГБП с потребителями и на ТП филиала должны быть совместимы с уже имеющимися УСПД на ТП, по которым запланирована работа по организации системы учета (приложение 3).

4.2.1. Требования к вторичным измерительным цепям

Подключении кабеля к прибору учета трансформаторного включения должно быть выполнено через испытательную коробку или специализированный клеммник, по конструктивному исполнению предусматривающий разрыв цепей напряжения и закорачивание токовых цепей с возможностью опломбировки, расположенную около прибора учета или в ячейке релейного отсека.

Подключение приборов учета к вторичным измерительным обмоткам трансформаторов тока выполнять отдельно от цепей релейной защиты и автоматики. Для учета необходимо предусматривать отдельные вторичные обмотки ТТ и ТН соответствующих классов точности измерительных кернов.

При подключении приборов учета не допускается применение скруток и паяк во вторичных цепях, промежуточных сборок зажимов и выводов вторичных обмоток измерительных трансформаторов.

Применение промежуточных трансформаторов тока не допускается.

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к трансформаторам напряжения должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв. мм для меди. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях ТТ расчетного и технического учета должны быть не менее 2,5 кв. мм для меди. Применение алюминиевых проводников запрещается.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

Встроенные ТТ и ТН должны иметь возможность проведения периодической метрологической поверки.

Допускается совместное использование цифровых выходов ТТ и ТН, используемых для учета, с приборами измерений, а также использование совмещенных приборов учета и измерений, при выполнении требования логического (виртуального) разделения передаваемых и преобразуемых данных учета от данных измерений.

4.2.2. Требования к трансформаторам тока.

Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Значения допустимых классов точности трансформаторов тока определяется исходя из условий функционирования объекта измерений.

Тип, коэффициенты трансформации определяются в ПД.

Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 10 лет.

Трансформаторы тока должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала, на момент приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.

Трансформаторы устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы - встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования.

По способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты не ниже IP00 по ГОСТ 14254-96.

Фактическая вторичная нагрузка выбранных ТТ должна находиться в диапазоне, обеспечивающим соответствующий класс точности согласно требований ГОСТ, или в расширенном диапазоне согласно пределам, установленным производителем.

Цифровые трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока».

Цифровые выходы ТТ должны соответствовать МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3».

4.2.3. Требования к трансформаторам напряжения.

Измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) или однофазные трансформаторы, устанавливаемые в каждой из фаз. Запрещается использовать для целей коммерческого учета электрической электроэнергии встроенные трансформаторы напряжения. Исключением являются ТН, встроенные в комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, далее - КРУЭ. При применении КРУЭ встроенные ТН должны иметь возможность периодической метрологической поверки.

Конструкция клеммных зажимов трансформаторов напряжения должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.

Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

Межповерочный интервал трансформаторов напряжения должен составлять не менее 8 лет.

Цифровые трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения».

Цифровые выходы ТН должны соответствовать МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3».

4.2.4. Требования к системе организации единого времени

Система организации единого времени (далее – СОЕВ) должна выполнять законченную функцию измерений времени, иметь нормированные метрологические характеристики и обеспечивать автоматическую синхронизацию времени в системе при проведении измерений количества электроэнергии с точностью.

Приемник сигналов точного времени должен подключаться к системе по цифровому интерфейсу.

В СОЕВ должны входить все средства синхронизации и измерения времени (приборы учета электроэнергии, контроллеры, приемник сигналов точного времени), которые используются при синхронизации времени, и учитываться временные характеристики (задержки) линий связи между ними.

Источником синхронизации времени для оборудования, расположенного на ТП может являться сервер ИВК или сервер ОИК. Источник синхронизации времени определяется проектом.

4.3. Требования к ВШУ

ВШУ (выносной шкаф учета) предназначен для применения в качестве конструкции выносной системы учета электроэнергии, устанавливаемой на опорах ВЛ 0,4кВ, на стенах ВРУ-0,4 кВ, на наружных стенах жилых, общественных и производственных зданий.

ВШУ должны соответствовать требованиям экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным и другим нормам, действующим на территории Российской Федерации, и обеспечивать безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта. По безопасности эксплуатации ВШУ должен удовлетворять требованиям для класса защиты II по ГОСТ Р 51628-2000, ГОСТ Р 51321.1-2000.

Комплектация креплений ВШУ должна предусматривать возможность установки шкафов как на опоры, так и на наружных стенах зданий (наличие бандажной ленты, крепежных планок, дин-рейки, дюбелей и т.д.).

В состав ВШУ входят (в зависимости от применяемого технического решения):

- приборы учета электроэнергии непосредственного или трансформаторного включения;
- рубильник (выключатель нагрузки) до прибора учета, выбранный в соответствии с проектной документацией;
- автоматический выключатель нагрузки для прибора учета непосредственного включения, установленный после прибора учета;
- испытательная клеммная коробка (для трехфазных приборов учета трансформаторного включения);
- трансформаторы тока (только для ВШУ трансформаторного включения не более 400 А);
- электрические провода цепей измерения электроэнергии;
- электрические провода цепей ТС;
- концевой выключатель;
- защитный экран для опломбировки первичных цепей напряжения, выключателя нагрузки и трансформаторов тока (только для ВШУ трансформаторного включения не более 400 А).

Конструкция шкафа учета должна предусматривать возможность:

- визуального снятия показаний прибора учета без отпираания дверцы (наличие прозрачного окна);
- воздействовать на автоматический выключатель, расположенный после прибора учета электроэнергии, без возможности оперирования выключателем нагрузки, устанавливаемым до прибора учета электроэнергии;
- установки однофазного или трехфазного прибора учета в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на дин-рейку;
- установку модема и выносной антенны.

Для исключения несанкционированного доступа к прибору учета, на корпусе должно быть предусмотрено место для опломбирования дверцы ВШУ.

ВШУ должен иметь степень защиты IP - 54 в следующих местах сопряжения:

- по периметру примыкания дверцы к корпусу шкафа;
- в местах ввода-вывода кабелей;
- в местах крепления монтажных скоб на задней стенке шкафа;
- в конструкции замка;
- ВШУ должен быть укомплектован гермовводами в количестве не менее 2 шт.

Дверца шкафа устанавливается на петлях, при открытии должна быть неотделимой от корпуса, смотровое окно несъемное, крышка коммутационной аппаратуры поворотно-откидная.

Средний срок службы ВШУ не менее - 15 лет.

Гарантийный срок хранения и эксплуатации ВШУ не менее - 60 месяцев.

4.4. Требования к ИВКЭ

При наличии в проектной документации уровня ИВКЭ, он организуется с использованием УСПД / контроллера, который выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа со стороны ИВК к приборам учета и собранной информации.

Для определения требований к основным техническим характеристикам УСПД руководствоваться СТО 34.01-5.1-010-2019 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

В части телесигнализации ИВКЭ осуществляет передачу в ОИК следующей информации:

- открытие-закрытие дверей РУ НН и ВН;
- срабатывания контакторной станции, АВР;
- сигнализация о задымлении помещения;
- сигнализация по-фазно о пропадании напряжения на секции и отходящих линиях 0,4 кВ.

При параметрировании УСПД/контроллера в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени и отправляться на ИВК.

В шкафу АСУЭ и ТМ должны быть предусмотрены вводные клеммы цепей контроля напряжения на присоединениях с размыкателем для безопасного обслуживания шкафа.

4.5. Требования к системе телемеханики

- Счетчик электроэнергии, установленный без УСПД на ТП должен обеспечивать сбор и передачу следующей телеметрической информации:

- телесигнализация пофазно о пропадании напряжения на секции и отходящих линиях 0,4 кВ (не требуется для потребительских ТП);
- телесигнализация об открытии двери шкафа учета, шкафа УСПД, шкафа ВРУ 0,4 кВ (не требуется для потребительских ТП);
- мгновенные значения телеизмерений следующих величин и информацию о наличии напряжения на вводе (вводах) ТП: фазное напряжение в каждой фазе; линейное напряжение; фазный ток в каждой фазе; активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; частота сети.

- должен обеспечивать передачу данных телеметрической информации в ОИК АСДУ по протоколу МЭК 60870-5-104 (спорадически, циклически, по запросу).

- ИВКЭ (коммуникационный контроллер с функциями УСПД учета и ТМ), установленный на ТП, должен обладать следующими функциями:

- телесигнализация по каждой фазе о пропадании напряжения на секции шин и отходящих фидерах 0,4 кВ;
- телесигнализация об открытии двери шкафа учета, шкафа УСПД, шкафа ВРУ 0,4 кВ, срабатывании пожарной и охранной сигнализации (при наличии на ТП, РП);

○ мгновенные значения следующих величин на вводе (вводах) в ТП: фазное напряжение в каждой фазе; линейное напряжение; фазный ток в каждой фазе; активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; частота сети;

○ должен обеспечивать передачу данных телеметрической информации в ОИК АСДУ в соответствии со стандартом МЭК 61850 и по протоколу МЭК 60870-5-104 (спорадически, циклически, по запросу).

• Счетчик электроэнергии должен обладать функциями передачи телеметрической информации. (значения телеизмерений следующих величин на вводе (вводах) ТП: фазное напряжение в каждой фазе; линейное напряжение; фазный ток в каждой фазе; активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; частота сети).

При проектировании СТМ следует предусмотреть систему внутренней охранной сигнализации несанкционированного открывания дверей, люков, окон.

В состав системы охранной сигнализации включить комбинированные светозвуковые (вне населенных пунктов) и световые (в населенных пунктах) оповещатели для оказания психологического воздействия на нарушителей.

Система должна обеспечивать возможность измерения, регистрации и передачи по протоколу МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 (спорадически, циклически, по запросу) в ОИК АСДУ филиала. Объем передаваемой телеметрической информации по проектируемым объектам приведен в приложении №6 к данному ТЗ, уточняется на этапе проведения ППО и согласовывается с Заказчиком.

Если нет технической возможности для передачи требуемого объема информации, то в перечне сигналов (приложение к отчету по ППО) указать первичное оборудование, требующее модернизации (реконструкции) по каждому сигналу.

Технические характеристики контроллеров ввода/вывода приведены в таблице 1.

Таблица 1. Технические характеристики контроллера ввода-вывода

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ	
1.1.	Наработка на отказ, ч, не менее	100 000
1.2.	Средний срок службы, лет, не менее	10
1.3.	Гарантийный срок со дня ввода в эксплуатацию не менее, лет	5
2	Напряжение питания, В	от 9 до 230 В переменного (постоянного) тока
3	Количество дискретных входов, не менее	8
4	Интерфейс связи	RS-485
5	Параметры дискретных входов	-
5.1	Гальваническая развязка дискретных входов	по каждому каналу
5.2	Электрическая прочность изоляции дискретных входов, В	1000
5.3	Номинальное значение входного напряжения, В (с защитой подводящего кабеля)	~220

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
5.4	Напряжение срабатывания, В, не менее (с защитой подводящего кабеля)	~160
5.5	Время подавления «дребезга» контактов для дискретных сигналов	10 мс и более с шагом 1 мс
6	Защита оборудования	Обязательна установка в одном шкафу с электросчетчиками и УСПД
7	Промышленное исполнение, предназначено для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания	Обязательно
8	Первичная обработка собираемых значений дискретных параметров: устранение влияния «дребезга» контактов, присвоение меток времени, проверка достоверности значений;	Обязательно

4.6. Требования к электропитанию

Для ТП:

Бесперебойное питание устройств системы учета и телемеханики должно обеспечиваться посредством источника питания, оснащенного суперконденсаторами (ионисторами). Время автономной работы оборудования должно быть достаточным для отправки последних данных телеметрии в случае пропадания напряжения на основном вводе (не менее 3 минут).

4.7. Требования к климатическому исполнению

Все оборудование системы учета и телемеханики включая блоки питания, реле и пр. должно обеспечивать свою работоспособность в диапазоне температур в соответствии с требованиями СТО 34.01-5.1-009-2019, СТО 34.01-5.1-010-2019, СТО 34.01-6.1-001-2016.

4.8. Требования к монтажу и местам установки оборудования

Места установки оборудования определяются в соответствии с типовыми техническими решениями (приложение 5) по организации интеллектуального учета электроэнергии и проведенным ППО.

Необходимо предусмотреть установку приборов учета электроэнергии на вводные и отходящие присоединения подстанций 6-10 кВ и выше и границах

балансовой принадлежности с потребителями, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния.

При установке системы учета потребителям индивидуальной застройки:

- прибор учета электрической энергии подлежит установке в отдельном запирающемся шкафу наружной установки со степенью защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96;

- в случае установки систем учета с выносным отображающим устройством (дисплеем), прибор учета подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения, позволяющее провести идентификацию без подъема персонала на опору;

- комплектация шкафа должна включать в себя автоматический выключатель или выключатель нагрузки до прибора учета и автоматический выключатель после прибора учета непосредственного включения. Конструкция шкафа должна позволять без вскрытия производить визуальный контроль показаний с прибора учета, просмотр всех индицируемых данных и других параметров отображающихся на дисплее прибора учета;

- внутридомовую сеть подключить к прибору учета непосредственного включения к выходным клеммам автоматического выключателя в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого ВШУ;

- монтаж шкафа учета выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;

- при установке приборов учета на фасаде здания должны быть выполнены мероприятия по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ввода на самонесущий изолированный провод;

- при наличии одного ввода на 2, 3, 4 квартиры, при наличии технической возможности и согласовании с владельцами помещений осуществить разделение вводов, выполнив по одному вводу на каждую квартиру (под технической возможностью подразумевается отсутствие необходимости переустройства внутридомовых сетей). В случае отсутствия технической возможности устанавливаются приборы учета в соответствии с количеством квартир и с запасом кабельной продукции не более 25 м на один ввод 0,4 кВ;

- ПД может быть предусмотрена установка выносного шкафа учета на опоре, на высоте не менее 1,7м;

- монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

При установке систем учета в электрощитовой МКД или на вводе ВРУ 0,4 кВ:

- прибор учета электрической энергии непосредственного включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;

- приборы учета трансформаторного включения в комплекте с трансформаторами тока размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, установить в отдельном запирающемся шкафу, с устройством для опломбирования, если иное не предусмотрено ПД;

- трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;

- схему шкафа учета и подключение к нему ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;

– монтаж шкафа выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания.

При установке систем учета электроэнергии, средств автоматизации и связи на ПС / ТП / РУ / КТП:

- трансформаторы тока устанавливать на присоединениях в РУ-0,4кВ;
- приборы учета, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций, допускается установка в запирающихся шкафах наружного исполнения;
- приборы учета трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед приборами учета и имеющие устройство для пломбирования или маркирования;
- типоразмеры шкафов выбирать в зависимости от требуемого количества (по количеству присоединений или по условиям ограниченного размещения) и размеров применяемых приборов учета;

В РУ-0,4 кВ КТП 6-10/0,4 кВ предусмотреть установку аппаратов защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений типа ОПН, в случае отсутствия данного оборудования.

По окончании монтажных работ Подрядчик составляет и передает Заказчику монтажные таблицы по форме приложения 4 к настоящему техническому заданию для проверки, а после согласования использует их при выполнении пусконаладочных работ.

Технические решения для комплексной автоматизации ТП средствами АСУЭ и ТМ должны обеспечивать защиту цепей контроля наличия напряжения на фазах отходящих линий посредством установки клемм с токоограничивающими резисторами со стороны подключения к фидеру.

Все работы должны быть выполнены в соответствии с нормативно-технической документацией (НТД):

- СНиП;
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- ГОСТ 24.208 - 80. Документация на АСУ, требования к содержанию документов стадии "Ввод в эксплуатацию";
- РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- Руководящими документами;
- Руководство РК БП 7/05-01/2018 «Порядок организации работ по монтажу приборов учета электроэнергии, выполняемых по договорам подряда и энергосервисным контрактам в ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;
- Отраслевыми стандартами и др. документами.

В процессе подготовки к выполнению работ подрядной организацией должны быть выполнены следующие основные мероприятия:

- Составить и согласовать с Заказчиком проект производства работ (ППР);

- До выполнения работ необходимо произвести необходимые согласования и оформить наряд-допуск в установленном порядке;
- Монтажные и пуско-наладочные работы выполнять в соответствии со строительными нормами и правилами, с соблюдением правил ТБ и пожарной безопасности;
- В случае привлечения к выполнению работ Субподрядчика, выбор его согласовать с Заказчиком. Подрядчик несет полную ответственность за работу субподрядчика.

В случае невозможности реализации, заложенных проектных решений, все изменения проекта согласовать с Заказчиком и отразить в рабочей документации.

При использовании в работе линейной арматуры, она должна соответствовать требованиям:

- ГОСТ 13276 – 79 «Арматура линейная. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 51177-2017 «Арматура линейная. Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 51155-2017 «Арматура линейная. Правила приемки и методы испытаний»;
- СТО 56947007-29.120.10.061-2010 «Натяжная арматура для ВЛ. Общие технические требования»;
- СТО 56947007-29.120.10.062-2010 «Поддерживающая арматура для ВЛ. Общие технические требования»;
- СТО 56947007-29.120.10.063-2010 «Соединительная арматура для ВЛ. Общие технические требования»;
- СТО 56947007-29.120.10.064-2010 «Сцепная арматура для ВЛ. Технические требования»;
- СТО 56947007-29.120.10.065-2010 «Контактная арматура для ВЛ. Общие технические требования»;
- СТО 56947007-29.120.10.066-2010 «Защитная арматура для ВЛ. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-002-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-1 и СИП-2. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-003-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Вспомогательная арматура. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-004-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Ответвительная арматура. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-005-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Правила приемки и методы испытаний. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-006-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Соединительная арматура. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-007-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-4. Общие технические требования»;
- ГОСТ 10434–82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования»;

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

- ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам».

Наличие заключения о возможности совместного использования арматуры с СИП российского производства, выполненными по стандарту РФ ГОСТ 31946-2012.

К использованию допускается арматура к СИП, отвечающая следующим требованиям:

- продукция должна быть новой, ранее не использованной;

- продукция должна иметь заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети», а при его отсутствии протоколы испытаний изделий, подтверждающие заявленные характеристики, соответствующие требованиям СТО 34.01-2.2-005- 2015 ПАО «Россети». Протоколы испытаний должны быть на русском языке, оформлены в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2006 и выполнены аккредитованными в «Росаккредитация» испытательными центрами, имеющими соответствующую область аккредитации. К протоколам испытаний должны быть приложены документы, подтверждающие аккредитацию испытательного центра, в котором были проведены испытания, а также сведения об области аккредитации испытательного центра и таблица привязки протоколов испытаний к изделиям, предлагаемым к поставке согласно техническому заданию.

По всем видам арматуры к СИП Поставщик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с СТО ПАО «Россети».

4.9. Требования к каналам связи

- при удаленном сборе данных учета их данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется ПД;

- должна обеспечиваться передача данных с приборов учета электроэнергии (уровня ИИК) в ИБК с временной задержкой, не превышающей 12 часов;

- должна обеспечиваться передача данных с приборов учета (на объектах без УСПД/контроллеров) и с УСПД в ОИК Заказчика в режиме реального времени;

- задержка в передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут;

- передача информации от ИБКЭ до ИБК может осуществляется по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи (GSM) в стандарте GPRS/LTE/UMTS, а так же по каналам проводной связи в стандарте TCP/IP;

- передача данных по каналам GSM осуществляется только с использованием выделенной оператором связи APN (Access Point Name) для сетевой организации с аутентификацией доступа, не допускается использование для передачи данных сети Internet;

- технические характеристики каналообразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале в соответствии с регламентом сбора данных, но не менее 2400 бит/с;
- выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;
- при использовании каналов связи сети GSM / LTE для передачи данных с приборов учета, модем должен обеспечивать в базовом режиме работу по надстройке GPRS и технологии UMTS в сети одного из операторов связи, а в резервном режиме - по надстройке GPRS и технологии UMTS в сети другого оператора связи, при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных SIM карт любого оператора связи сети стандарта GSM;
- при использовании для передачи данных от приборов учета радиоканала в нелицензируемом диапазоне радиочастот (RF) модем должен обеспечивать работу в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и автоматическом изменении конфигурации сети; ручное задание маршрутов передачи данных от приборов учета до УСПД/промконтроллера запрещено;
- время на передачу телеметрической информации от ИВКЭ до ОИК должно соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-001-2016 «Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования» и СТО 34.01-6.1-002-2016 «Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования»;
- При организации передачи данных в ОИК по протоколам МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 без промежуточной конвертации предусмотреть организацию каналов связи до ближайшей точки концентрации трафика Заказчика и сегментирование трафика на основании функционального назначения, определенного Заказчиком.

Определить и согласовать с Заказчиком схемы коммутации оборудования с обозначениями используемых интерфейсов и каналообразующего оборудования.

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей.

4.10. Требования к надежности и безопасности

Компоненты АСУЭ и СТМ по показателям надежности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 и требованиям технического регламента Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

Система учета электроэнергии и система ТМ должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности.

Все элементы систем должны быть защищены:

- от внезапных отключений напряжения питания аппаратуры;
- от помех и искажений при передаче информации;
- от влияния отклонений температурных параметров, влажности, электромагнитных полей по условиям работы аппаратуры;
- от несанкционированного доступа.

Требования к надежности и живучести оборудования системы телемеханики:

- Средняя наработка на отказ (по каналу ввода-вывода) – не менее 100 000 часов;
- Среднее восстановление работоспособности системы по любой из выполняемых функций – не более 60 мин (при использовании комплекта ЗИП на объекте) и 36 часов в соответствии с классом ремонтпригодности М1 по ГОСТ Р МЭК 870-4 (с выездом специалиста на объект);
- Срок службы не менее 20 лет;
- Гарантийное сопровождение с момента ввода в эксплуатацию не менее 60 месяцев.

Программные средства должны обеспечивать многоуровневую систему защиты, как функционального программного обеспечения, так и защиты данных. Пользователи должны быть авторизованы, то есть каждый пользователь должен иметь идентификатор и пароль для входа в систему. Права пользователей должны быть строго разграничены и фиксированы.

4.11. Метрологические и другие требования к оборудованию

Средства измерения входящие в состав системы учета электроэнергии должны иметь:

- свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и описание типа средств измерений при вводе в опытную эксплуатацию;
 - паспорта (формуляры) на приборы учета с указанием сроков поверки при вводе в опытную эксплуатацию;
- так же в комплекте с поставляемым оборудованием, должны входить:
- Руководство по каждому пакету ПО (допускается в одном документе);
 - Руководство оператора по каждому пакету ПО (допускается в одном документе);
 - Ведомость ЗИП (допускается раздел в РЭ);
 - Инструкция по монтажу, пуску, настройке (допускается раздел в РЭ);
 - руководство по эксплуатации;
 - руководство пользователя (для программного обеспечения).

4.12. Требования к электромагнитной совместимости

Устройства системы учета должны удовлетворять требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

- ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.
- ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) / [ГОСТ Р 51317.4.3-2006 (МЭК 61000-4-3:2006)] Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.
- ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.

- ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11:2004) / ГОСТ Р 51317.4.11-2007 (МЭК 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний.
- ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии
- ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51318.11-99 (СИСПР 11-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от промышленных, научных, медицинских и бытовых (ПНМБ) высокочастотных установок. Нормы и методы испытаний.

4.13. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению

- оборудование, устанавливаемое в рамках расширения АСУЭ и СТМ должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- восстановление работоспособности системы учета электроэнергии должно производиться путем замены неисправных модулей, с последующим ремонтом за счет средств Подрядчика (для гарантийных случаев), вышедших из строя модулей в период гарантийного срока;
- технические средства системы учета электроэнергии должны быть обслуживаемыми устройствами;
- условия хранения технических средств должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

4.14. Требования к документированию

Проектная документация, в том числе рабочая документация должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 21.1101-2013, ГОСТ 21.613-2014, ПУЭ, ПТЭ и отвечать требованиям СНиП, государственных норм и правил, действующих на территории Российской Федерации;

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности осуществляется согласно:

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ Минтруда и соцзащиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года N 328н);
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- СНиП 12-03-2001 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве»;

- СНиП 12-04-2002 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»,
 - СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».

- оформить согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов;

• рабочую документацию разработать в соответствии с ГОСТ 21.1101-2013, ГОСТ 21.613-2014, статьями №№ 47, 48 Градостроительного кодекса РФ, ПУЭ, ПТЭ и отвечать требованиям СНиП, государственных норм и правил, действующих на территории РФ;

- рабочая и эксплуатационная документация представляется в 4 (четыре) экземплярах на бумажном носителе, в том числе один сброшюрованный. Один экземпляр в электронном виде на usb flash накопителе и графическая часть представляются в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat. Все бумажные экземпляры смет (за исключением энергосервисных договоров) должны быть сброшюрованы. Согласования предоставляются в оригиналах;

Исполнительная документация представляется в 2-х экземплярах в следующем объеме:

- акт о приемке выполненных работ;
- ведомость объемов работ;
- ведомость материалов;
- ведомость оборудования с указанием заводских серийных номеров и мест установки каждой единицы оборудования;
- обзорные чертежи.

4.15. Требования к эксплуатационной документации

Эксплуатационная документация должна содержать следующую информацию:

- перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;
- схема подключения прибора учета электроэнергии и трансформаторов тока;
- паспорта-протоколы;
- паспорта на оборудование системы учета электроэнергии;
- исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений.
- руководство пользователя на компоненты, входящие в систему учета;
- технологическая инструкция, определяющая порядок взаимодействия составляющих системы учета элементов, их функциональные особенности, возможности по контролю выполнения каждым элементом системы учета законченной технологической функции;
- инструкция по эксплуатации, определяющая последовательность действий персонала при выводе в проверку и вводе в работу компонентов системы с указанием способов и мест отсоединения цепей, методы и действия персонала по контролю и поддержанию эксплуатационного состояния системы, а также и при выполнении аварийно-восстановительных мероприятий;
- акты выполненных работ по проверке, замене, установке ПУ.

4.16. Требования по эргономике и технической эстетике

– Эргономические требования систем должны удовлетворять требованиям ГОСТ 22269-76, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 21958-76.

4.17. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Защита от утечки информации должна обеспечиваться в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

При расширении систем до их передачи в промышленную эксплуатацию должны быть решены следующие вопросы обеспечения информационной безопасности:

- каждого (при необходимости) компонента системы учета электроэнергии и системы телемеханики;
- условия и критерии аттестации пользовательских рабочих мест с позиции выполнения требований защиты информации от несанкционированного доступа;
- разработка или выбор методов и средств программно-технической защиты информационных ресурсов на этапах сбора, обработки и транспортировки информации с обеспечением степени ее защищенности, адекватной ценности и конфиденциальности содержания.

Используемые программно-технические средства защиты от несанкционированного доступа должны обеспечивать:

- идентификацию пользователей;
- передачу данных по сети в закодированном (зашифрованном) виде;
- контроль за процессами обработки информации путем автоматического ведения системных журналов, в том числе, регистрацию попыток несанкционированного доступа, обнаруживаемых программными средствами защиты.

При совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений должны быть выполнены требования логического (виртуального) разделения передаваемых и преобразуемых данных учета от данных измерений для соблюдения защиты информации от несанкционированного доступа.

Система телемеханики должна обеспечивать необходимые меры защиты информации от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, предоставления, распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак) в соответствии с требованиями распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ» и приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31.

Веб-сервер и Веб-приложения, входящие в комплект ПО, должны поддерживать использование сертификатов безопасности и механизмов шифрования SSL или TLS, работая в протоколе HTTPS.

В основе подсистемы безопасности ПО должна лежать ролевая модель доступа, поддерживающая механизмы двухфакторной аутентификации и авторизации. При этом роли должны определять типовые модели функционального поведения и ограничений. Каждый пользователь может относиться к одной или нескольким ролям. Совокупность ограничений каждого пользователя должна определяться логической суммой соответствующих ролей и собственных параметров пользователя.

В ПО должна быть предусмотрена сквозная аутентификация пользователей с использованием ActiveDirect.

4.18. Требования к информационному обмену между уровнями системы

К средствам коммуникаций между устанавливаемыми компонентами систем учета электроэнергии предъявляются следующие требования:

- поддержка протокола обмена данными с приборов учета в соответствии со спецификацией СПОДЭС;
- поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 61850, МЭК 60870-5-104, Fieldbus (Profibus, Modbus) и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии проектирования);
- обеспечение синхронизации компонентов системы с местным временем;
- формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).

Дополнительные требования к информационному обмену между уровнями системы при совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений (в т.ч. виртуальных) определяются соответствующими действующими НТД в области назначения применяемого прибора измерений.

4.19. Требования к проведению опытной эксплуатации

Начало опытной эксплуатации устанавливается после подписания актов о завершении пусконаладочных работ и 72 часов непрерывной работы смонтированного оборудования в составе систем учета электроэнергии и телемеханики в условиях работающего основного электротехнического оборудования подстанции.

Продолжительность опытной эксплуатации должна определяться по срокам, необходимым для проверки правильности функционирования систем учета электроэнергии и телемеханики при выполнении каждой автоматизированной функции и готовности персонала к участию в выполнении всех автоматизированных функций, и составлять не менее 1 месяца и не более 3 месяцев.

В случае подтверждения двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика фактов внешнего воздействия на приборы учета или УСПД/контроллера, повлекших нарушение критериев опытной эксплуатации, Заказчик организывает взаимодействие с лицами, осуществляющими несанкционированное воздействие на системы учета электроэнергии и телемеханики, при этом опытная эксплуатация приостанавливается на срок, необходимый Подрядчику для устранения последствий несанкционированного воздействия. После возобновления работоспособности системы учета, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения суммарных тридцати дней успешного функционирования оборудования в составе систем учета электроэнергии и телемеханики.

В случае конструктивной неисправности приборов учета или УСПД/контроллера, которые не подтверждаются двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика, Подрядчик организывает взаимодействие с производителями оборудования, при этом опытная эксплуатация останавливается. После возобновления работоспособности оборудования в составе систем учета электроэнергии и телемеханики, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения тридцати дней подряд успешного функционирования оборудования в составе систем.

Во время опытной эксплуатации должен вестись рабочий журнал, в который должны заноситься сведения:

- о продолжительности функционирования;
- о результатах наблюдения за правильностью функционирования систем учета электроэнергии и телемеханики в целом, его компонентов (функций);
- об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;
- об изменениях параметров объекта управления и проводимых корректировках документации.

По результатам опытной эксплуатации составляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске пускового комплекса систем учета электроэнергии и телемеханики для ввода в промышленную эксплуатацию.

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и программного обеспечения настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами систем учета электроэнергии и телемеханики, заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации на ИВК с 95% приборов учета (недельный опрос, месячный опрос), за исключением вышедших из строя приборов учета. Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации по одному или нескольким интерфейсам:

- автоматический еженедельный сбор значений накопленной с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам - не более 5% случаев неудачных опросов;
- автоматический сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 60 минутный интервал - не более 5% случаев неудачных опросов в течение месяца;
- автоматический сбор записей журналов событий приборов учета и УСПД - не более 5% случаев неудачных опросов в течение 7 (семи) календарных дней;
- удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному приборами учета, входящими в систему учета с удаленным сбором данных - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);
- формирование Заказчиком еженедельных балансов электроэнергии по объекту с погрешностью, не превышающую допустимую для данного объекта (в соответствии с РД 34.09.101-94);
- сформированная в ИВК схема балансирования объектов, отображение реального значения фактического и допустимого небаланса по энергообъекту;
- удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);
- устойчивая работа элементов системы учета электроэнергии - максимально допустимое количество отказов и выходов из строя элементов системы учета электроэнергии – не более 5% от общего количества узлов входящих в ее состав

(серверы, приборы учета, оборудование связи) за период опытной эксплуатации;

- количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета), УСПД, сервера, % от общего числа приборов учета - не более 5%;

- среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов без учета времени доставки ЗИП);

- количество инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика или потребителя - не более 5% в первый месяц опытной эксплуатации;

- количество сбоев СОЕВ - не более 5% за период опытной эксплуатации;

- количество нарушений в подсистеме сбора данных энергопотребления - не более 5% за период опытной эксплуатации.

До ввода в опытную эксплуатацию Заказчик:

- формирует в ИВК балансовые группы;

- формирует в ИВК базу атрибутов НСИ и документального обеспечения, включающую всю имеющуюся в монтажных ведомостях информацию о приборах учета и УСПД.

5. Требования по стандартизации и унификации

Система учета и ТМ создается в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов:

- О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и(или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442.

- ГОСТ 1983 - 2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования»;

- ГОСТ 7746 - 2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

- ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока»;

- ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения»;

- ГОСТ 34.201-89 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы»;

- ГОСТ 34.601-90 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

- ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы»;

- ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем»;

- МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»;

- ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;

- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;

- ГОСТ Р 8.563–2009. ГСИ. «Методики (методы) измерений»;

- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
- РД 34.11.502-95. «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;
- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- РД 34.11.333-97. «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;
- РД 34.11.334-97. «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;
- РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;
- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;
- МИ 222-80. «Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91 ГСИ ИИС. «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;
- МИ 2439-97 ГСИ. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля»;
- МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с изменением № 1)»;
- СТО 34.01-6.1-002-2016. Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования;
- СТО 34.01-6.1-001-2016. Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования.
- СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ;
- СТО 34.01-21-005-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанция напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанция напряжением 35кВ;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- Руководство РК БП 7/05-01/2018 «Порядок организации работ по монтажу приборов учета электроэнергии, выполняемых по договорам подряда и энергосервисным контрактам в ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и

Приволжья». Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

6. Гарантийные обязательства

– Гарантии качества распространяются на все смонтированное подрядчиком оборудование систем учета электроэнергии и телемеханики, их конструктивные элементы, выполненные работы.

– Гарантийный срок нормальной эксплуатации пусковых комплексов систем учета электроэнергии и телемеханики на объектах, указанных в приложении №3 (без аварий, инцидентов по причине отказа оборудования объекта или нарушения технологических параметров его работы, работы в пределах проектных параметров и режимов), работ устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами актов выполненных работ.

– Гарантийный срок нормальной эксплуатации смонтированного в соответствии с настоящим ТЗ оборудования устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами актов выполненных работ.

– Подрядчик в период гарантийного обслуживания оборудования за свой счет обязан обеспечить восстановление работоспособности установленного оборудования в течение не более 14 (четырнадцати) рабочих дней с даты получения извещения от Заказчика о неисправности оборудования, либо возместить Заказчику затраты на их устранение.

При выявлении дефекта Подрядчик обязан:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа по рабочим дням со дня обращения последнего с использованием любых доступных видов связи;

- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 10 (десяти) рабочих дней.

Для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения Подрядчик обязан направить своего представителя не позднее 7 (семи) рабочих дней с даты получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

7. Особые условия

Работы по расширению системы учета и системы ТМ электроэнергии будут проводиться вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением. Требуется определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением правил по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н по утвержденному филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» графику производства работ.

8. Приложения

Приложение 1. Спецификация оборудования.

Приложение 2. Объем выполнения работ.

Приложение 3. Перечень объектов для организации системы учета.

Приложение 4. Формы монтажных таблиц.

Приложение 5. Типовые технические решения по организации интеллектуального учета электроэнергии.

Приложение 6. Унифицированные технические требования ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для применения при реализации проектов автоматизации ТП.

Приложение 7. Форма журнала опытной эксплуатации.

Приложение 1
к техническому заданию

Спецификация оборудования

Тип оборудования	Единица измерения	Количество
Шкаф АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик (RS-485), модуль ввода-вывода, испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), источник резервного питания на однострансформаторных ТП Общества с количеством питаемых точек поставки потребителей более 20 и количеством отходящих фидеров не более 6 .	шт.	21
Оповещатель комбинированный светозвуковой	шт.	25

*** - СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ОБЪЕМ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ ПРИВОДИТСЯ ПРИМЕРНЫЙ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ППО ДОПУСКАЕТСЯ КОРРЕКТИРОВКА СПЕЦИФИКАЦИИ БЕЗ ИЗМЕНЕНИЯ ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ ДОГОВОРА.**

Объем выполняемых работ

Вид выполняемых работ	Единица измерения	Количество
Проектно-изыскательские работы.	ТП	25
Установка шкафа АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик (RS-485), модуль ввода-вывода, испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), источник резервного питания на однотрансформаторных ТП Общества с количеством питаемых точек поставки потребителей более 20 и количеством отходящих фидеров не более 6 .	шт.	21
Установка оповещателя комбинированного светозвукового	шт.	25
Пусконаладочные работы	ТП	25

Перечень объектов

Перечень ТП 10/0,4 кВ

№	Наименование РЭС	Наименование ТП	Адрес РЭС
1	Верхнемамонский РЭС	КТП 307 ПС В.Мамон	396460, Воронежская обл., с. В.Мамон, ул. Строительная, д.19
2		ЗТП 803 ПС В.Мамон	
3	Верхнехавский РЭС	КТП 4-18 ПС Семеновка	396110, Воронежская обл., Верхнехавский р-он, с. В.Хава, пер. Энергетиков, д.7
4		КТП 3-5 ПС Элеватор	
5	Каменский РЭС	СТП 1-17 ПС Каменка	396510, Воронежская обл. п.г.т. Каменка, ул. Советская, д.45
6		СТП 3-17 ПС Тхоревка	
7	Новоусманский РЭС	КТП 261 ПС Воронежская	396310, Воронежская обл., Новоусманский район, с. Н. Усмань, ул. Промышленная, д. 19а
8		КТП 6-25 ПС Воля	
9		КТП 091 ПС Новоусманская	
10		КТП 4-25 ПС Воля	
11		КТП 014 ПС Новоусманская	
12		СТП 4-3 ПС Юбилейная	
13	Поворинский РЭС	КТП 4-10 ПС Пески	397340, Воронежская обл., Поворинский р-он, с. Пески, ул. Пролетарская, д.51
14		ЗТП 10-2 ПС Поворино-Т	
15		КТП 5-18 ПС Пески	
16		ЗТП 10-19 ПС Поворино-Т	
17		КТП 2-3 ПС Октябрьская	
18		ЗТП 10-20 ПС Поворино-Т	
19	Рамонский РЭС	ТП 4-31 ПС Рамонь-2	396020, Воронежская обл., Рамонский район, п.г.т. Рамонь, ул. Фучика, д. 8
20		ТП 1001 ПС Бор	
21		ТП 5-17 ПС Рамонь-2	
22	Терновский РЭС	КТП 2-11 ПС Терновка	397110, Воронежская обл, пос. Терновка, ул. Октябрьская, д.86
23		КТП 3-2 ПС Народное	
24	Эртильский РЭС	КТП 5-36 ПС Эртиль-город	397030, Воронежская обл., г. Эртиль, ул. Ф.Энгельса, д. 36
25		КТП 6-10 ПС Щучье	

Формы монтажных таблиц

(приложение №4 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

**Типовые технические решения
по организации интеллектуального учета электроэнергии**

(приложение № 5 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Унифицированные технические требования ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для применения при реализации проектов автоматизации ТП.

Таблица 1. Объем телеметрической информации и данных учета для ТП различных категорий.

Вариант ТП	Описание	Краткое описание технического решения	Перечень сигналов	
			ТС	ТИ
1	- ТП с одним трансформатором, мощностью до 100 кВА и протяженностью фидера до 150 м; - Все ТП не на балансе Общества (абонентские ТП).	Установка счетчика (GSM-технология) на вводе в ТП с возможностью передачи телеизмерений, телесигнализации и данных учета, встроенный ИБП. Поддержка протокола передачи СПОДЭС и МЭК 60870-5-104.	- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - контроль наличия напряжения на вводе в устройство	- На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре) - Данные технического и коммерческого учета и журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.
1а	- ТП с одним трансформатором; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ не более 2.	Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (1ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.	- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (до 2х фидеров - 6 фаз (6ТС); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема.	- На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре) - Данные технического и коммерческого учета и журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.
1б	- ТП с одним трансформатором; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ не более 2.	Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (1ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), установленных у	- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (до 2х фидеров - 6 фаз (6ТС); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство;	- На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре) - Данные технического и коммерческого учета и журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.

		<p>потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.</p>	<p>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема.</p>	
2а	<p>- ТП с одним трансформатором; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6.</p>	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (23ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.</p>	<p>- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема.</p>	<p>- На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре) - Данные технического и коммерческого учета и журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.</p>
2б	<p>- ТП с одним трансформатором; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6.</p>	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (23ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.</p>	<p>- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема.</p>	<p>- На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета, журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ.</p>

3а	<ul style="list-style-type: none"> - ТП с двумя трансформаторами; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6. 	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (24ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема; - Положение секционного КА. 	<ul style="list-style-type: none"> - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср на 2х с.ш. 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета и журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.
3б	<ul style="list-style-type: none"> - ТП с двумя трансформаторами; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6. 	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (24ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема. - Положение секционного КА. 	<ul style="list-style-type: none"> - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср на 2х с.ш. 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.
4а	<ul style="list-style-type: none"> - ТП с одним трансформатором; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12. 	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (41ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер, для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной 	<ul style="list-style-type: none"> - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета, журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ.

		соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.	сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема.	
4б	- ТП с одним трансформатором; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12.	Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (41ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.	- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема.	- На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uс, Уср. на секции 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре) - Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.
5а	- ТП с двумя трансформаторами; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12.	Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (42ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.	- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема; - Положение секционного КА.	- На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uс, Уср на 2х с.ш. 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.

5б	<ul style="list-style-type: none"> - ТП с двумя трансформаторами; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12. 	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (42ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер, для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема; - Положение секционного КА. 	<ul style="list-style-type: none"> - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср на 2х с.ш. 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.
6а	<ul style="list-style-type: none"> - ТП с двумя трансформаторами; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 13 до 24. 	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (78ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер, для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 13 до 24 фидеров – 72 фазы (72ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; - 1 ТС с датчиков объема; - Положение секционного КА. 	<ul style="list-style-type: none"> - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср на 2х с.ш. 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.
6б	<ul style="list-style-type: none"> - ТП с двумя трансформаторами; - Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 13 до 24. 	<p>Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт. , модуль(и) ввода-вывода (78ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования (ионистор), УСПД или коммуникационный контроллер, для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Положение двери Шкафа ТМ и АСУЭ - Положение двери(ей) шкафа силового оборудования (1 обобщенный сигнал) - Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 13 до 24 фидеров – 72 фазы (72ТС)); - Контроль напряжения питания на вводе в устройство; - 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации; 	<ul style="list-style-type: none"> - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср на 2х с.ш. 0,4кВ, Р, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре); - Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ.

		протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ.	- 1 ТС с датчиков объема; - Положение секционного КА.	
--	--	---	--	--

Примечание: Для ТП с количеством фидеров более 24, решение основывать на базе решения 6б с учетом дополнительных модулей ввода/вывода и возможного увеличения количества счетчиков для ТП более чем с двумя вводами

Таблица 2. Основные требования к оборудованию и шкафам ТМ и АСУЭ

Вариант ТП	Основные требования к оборудованию и шкафам ТМ и АСУЭ
1	<p>- Счетчик должен обеспечивать сбор данных учета электроэнергии и ТИ, передачу информации посредством GSM-модема в ИБК АСУЭ по протоколу:</p> <ul style="list-style-type: none"> • СПОДЭС в ПО «ПирамидаСети» • МЭК 60870-5-104 в ОИК по протоколу в режиме «реального времени» (спорадически, циклически и по запросу); <p>- Для передачи ТИ и ТС должно быть организовано бесперебойное питание устройства посредством блока питания, оснащенного суперконденсаторами (ионисторами). Времени автономной работы, которого должно быть достаточно на отправку последних данных телеметрии в случае пропадания напряжения на основном вводе (не менее 1 мин). Возможны варианты с организацией бесперебойного питания в самом устройстве;</p> <p>- Все оборудование должно обеспечивать свою работоспособность в диапазоне температур $-40...+60\text{ }^{\circ}\text{C}$;</p> <p>- Оборудование должно размещаться в едином шкафу на ТП;</p> <p>- Возможно использование модулей дискретных входов на 24В с реле для контроля напряжения на отходящих фидерах 0,4кВ (пофазный контроль напряжения);</p> <p>- Все оборудование должно соответствовать Технической политике и СТО Общества и ПАО «Россети» в части АСУЭ и ТМ.</p> <p>- Должна быть предусмотрена электрическая защита оборудования в шкафу и подводящих кабелей.</p>
1а-6б	<p>- Контроллер ТМ и АСУЭ должен обеспечивать сбор данных учета и телеметрической информации и передачу ее посредством GSM-модема (может быть встроен в контроллер) в ОИК по протоколам МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104 в режиме «реального времени» (спорадически, циклически, по запросу) и в ИБК АСУЭ на базе ПО «Пирамида-Сети»;</p> <p>- Бесперебойное питание устройств в шкафу должно обеспечиваться посредством блока питания, оснащенного суперконденсаторами (ионисторами). Времени автономной работы, которого должно быть достаточно на отправку последних данных телеметрии в случае пропадания напряжения на основном вводе (не менее 3 мин);</p> <p>- Все оборудование ТМ и АСУЭ, включая блоки питания, реле и пр., должно обеспечивать свою работоспособность в диапазоне температур $-40...+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (никакого дополнительного обогрева в шкафу не должно быть);</p> <p>- Все оборудование ТМ и АСУЭ, включая счетчики на вводе в ТП, должно размещаться в едином шкафу на ТП.</p> <p>- Возможно использование модулей дискретных входов на 220В и на 24В с реле для контроля напряжения на отходящих фидерах 0,4кВ (пофазный контроль напряжения);</p> <p>- Требования к модулям (контроллерам) дискретных входов (возможна интеграция модуля ТС в счетчик):</p> <ul style="list-style-type: none"> • (Значения номинального напряжения дискретных сигналов должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство) 24 В и/или 230 В переменного тока; • Уровни дискретных сигналов 24 В постоянного тока: низкий уровень сигнала от 0 до 5 В, высокий уровень сигнала от 15 до 30 В; • Номинальный ток дискретных сигналов на 24 В при замкнутых контактах от 5 мА до 10 мА; • Уровни дискретных сигналов 230 В переменного тока: низкий уровень сигнала от 5 до 15 % от $U_{ном}$, высокий уровень сигнала от 75 до 125 % от $U_{ном}$;

	<ul style="list-style-type: none"> • Первичная обработка собираемых значений дискретных параметров: устранение влияния «дребезга» контактов, присвоение меток времени, проверка достоверности значений; • Время подавления «дребезга» контактов для дискретных сигналов: 10 мс и более с шагом 1 мс; • Гальваническая изоляция входов не менее 2500В. <p>- Все оборудование должно соответствовать Технической политике и СТО Общества и ПАО «Россети» в части АСУЭ и ТМ.</p> <p>- Должна быть предусмотрена электрическая защита оборудования в шкафу и подводящих контрольных кабелей.</p> <p>- для цепей контроля напряжения в шкафу должны быть предусмотрены вводные клеммы с размыкателем.</p>
--	---

Примечание: В случае, если на ТП уже установлено современное оборудование ТМ или АСУЭ (отвечающее указанным техническим требованиям), то необходимо рассмотреть возможность его дальнейшего использования.

СИСТЕМА УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ
ПАО (АО) «_____»

ЖУРНАЛ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
Наименование объекта (площадки)

Ответственное лицо от
ПАО (АО) «_____»

должность

Фамилия ИО

« ____ » _____ 20 ____ г.

Ответственное лицо от

Наименование подрядной организации

должность

Фамилия ИО

« ____ » _____ 20 ____ г.

Отклонения от нормального режима работы, замечания и предложения,
возникшие в ходе проведения опытной эксплуатации

№ пп	Дата записи	Наименование точки учета, прибора, системы	Описание отказа, сбоя, аварийной ситуации	Предложения по устранению сбоя, отказа, аварийной ситуации	Подпись ответственного лица

Пронумеровано,

прошнуровано ____ листов