УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора-
главный инженер филиала ПАО
«МРСК Центра»-«Воронежэнерго»
_____ В.А. Антонов
14 января 2019г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ 3_36_24

на оказание услуг, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов
(снижение потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях)
в филиале ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

г. Воронеж 2019 г.

Лист согласования

к техническому заданию на оказание услуг, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (снижение потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях) в филиале ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	Д. Ю. Федоров	
И.о. заместителя директора по экономике и финансам филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	Я.П. Федоров	
Начальник Управления распределительных сетей филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	С. Ю. Синельников	
Начальник Управления реализации услуг филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	А.И. Мозговой	
Начальник Управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	А. В. Романенко	
Начальник Управления корпоративных и технологических автоматизированных систем управления филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	А. И. Пахомов	
Уровень МРСК Центра		
Наименование должности	Фамилия И.О.	Дата, подпись
Начальник Департамента учета электроэнергии ПАО «МРСК Центра»	Завалин И.С.	
Начальник Департамента корпоративных и технологических автоматизированных систем управления ПАО «МРСК Центра»	Демьянец Р.В.	29.01.19

Согласовано Петров Д.А.

Согласовано. Маслов В.В.

1. Общие сведения 5
2. Общие технические требования ... 5
3. Состав и содержание работ ... 6
4. Требования к системе учета с удаленным сбором данных ... 9
4.1. Общие требования к системе учета с удаленным сбором данных ... 9
4.2. Требования к ИИК ... 9
4.3. Требования к ВЩУ ... 12
4.4. Требования к проведению предпроектного обследования ... 13
4.5. Требования к ИВКЭ ... 14
4.6. Требования к монтажу и местам установки оборудования ... 15
4.7. Требования к каналам связи ... 19
4.8. Требования к надёжности и безопасности ... 19
4.9. Метрологические и другие требования к оборудованию ... 19
4.10. Требования к электромагнитной совместимости ... 20
4.11. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению ... 20
4.12. Требования к документированию ... 20
4.13. Требования к эксплуатационной документации ... 21
4.14. Требования к безопасности ... 21
4.15. Требования по эргономике и технической эстетике ... 21
4.16. Требования к защите информации от несанкционированного доступа ... 21
4.17. Требования к патентной чистоте ... 22
4.18. Требования к видам обеспечения ... 22
4.19. Требования к информационному обмену между уровнями системы ... 22
4.20. Требования к проведению опытной эксплуатации ... 22
5. Требования к строительству ... 24
6. Требования по стандартизации и унификации ... 24
7. Гарантийные обязательства ... 25
8. Особые условия ... 25
9. Срок выполнения работ ... 26
10. По техническим условиям выполнения работ обращаться: ... 26
11. Приложения ... 26

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;
АВР – автоматический ввод резерва;
АСТУ - автоматизированные системы технологического управления;
ВЛ - воздушная линия;
ВЩУ – выносной щит учета электроэнергии;
КЛ - кабельная линия;
ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;
ИВК - информационно - вычислительный комплекс;
ИВКЭ - информационно - вычислительный комплекс электроустановки (УСПД, концентратор и т.п.);
ИИК - измерительно-информационный комплекс точки учёта;
МРСК - межрегиональная распределительная сетевая компания;
МЭК - международная электротехническая комиссия;
ОИУК АСТУ – оперативно-информационный управляющий комплекс автоматизированной системы технологического управления;
ПД – проектная документация (включая рабочую документацию);
ПМИ - программа и методика испытаний;
ПО - программное обеспечение;
ППО - предпроектное обследование;
РД - рабочая документация;
ТЗ - техническое задание;
ТМ – телемеханика;
ТН - трансформатор напряжения;
ТП – трансформаторная подстанция
ТТ - трансформатор тока;
УСПД - устройства сбора и передачи данных;
Целевой ИВК – программно аппаратный комплекс на базе ПО «Пирамида-Сети»;
Ethernet - пакетная технология передачи данных преимущественно локальных компьютерных сетей;
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;
SMS - технология, позволяющая осуществлять приём и передачу коротких текстовых сообщений сотовым телефоном;
TCP/IP - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях.

1. Общие сведения

1.1. Предмет закупки: право заключения энергосервисного договора, направленного на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (снижение потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях).

1.2. Наименование

Работы по созданию системы учета электроэнергии на объектах электросетевого хозяйства филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», направленные на снижение фактических потерь в них за счет ежемесячного автоматизированного снятия показаний приборов учета по всем группам потребителей, повышения класса точности приборов учета электроэнергии, снижения вероятности и повышения выявляемости фактов неучтенного потребления в результате организации выносных узлов учета с применением ,изолированного провода для ответвлений от ВЛ, а также оперативного формирования балансов электроэнергии.

1.3. Основание для проведения работ

План закупки ПАО «МРСК Центра» на 2019 год.

1.4. Сроки начала и окончания работ

Начало выполнения работ - не позднее 10 календарных дней с момента заключения энергосервисного договора;

Окончательный срок выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ не позднее 31.07.2020 г.

1.5. Ценовые показатели:

Достигнутая экономия затрат на оплату потребления энергетических ресурсов (потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях).

1.6. Технические характеристики оборудования

- Технические характеристики приборов учета должны соответствовать СТО ПАО «Россети» «Приборы учета электроэнергии. Технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), характеристики УСПД должны соответствовать СТО ПАО «Россети» «Устройства сбора и передачи данных. Технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), технические характеристики шкафов учета в соответствии с таблицей №1 данного технического задания.

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).

1.7. Объекты

Установка компонентов системы учета электроэнергии производится на объектах, приведенных в приложении № 3 к настоящему ТЗ.

2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 4 квартала 2018 года.

2.2. Все используемое оборудование должно соответствовать требованиям

климатического исполнения категории УХЛ2.1 по ГОСТ 15150-69 и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60ºС.

2.3. Типы применяемых компонентов систем учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Кроме того, конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией.

2.4. На поставляемое оборудование должны быть представлены сертификаты соответствия требованиям технических регламентов.

2.4.1. Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям IEC61107 и ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Счетчики электрической энергии», ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s», ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Счетчики статические реактивной энергии».

2.4.2. На приборы учёта должен быть нанесен логотип ПАО «Россети».

2.5. На корпус прибора учёта split-исполнения должны быть нанесены лазерным принтом или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение срока эксплуатации, штрифтом не менее Arial 64 шесть последних цифр серийного номера прибора учета или MAC-адрес, позволяющие его идентификацию без подъема персонала на опору.

2.6. Клеммная крышка, закрывающая доступ к клеммным зажимам приборов учета, должна быть прозрачной для визуального осмотра схемы соединения.

2.7. Компоновка шкафов учета должна соответствовать типовым техническим решениям по организации учета электроэнергии.

3. Состав и содержание работ

Все работы выполняются силами подрядной организации, при этом предоставление адресных списков, актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, актов проверки-замены приборов учета и актов ввода в эксплуатацию с потребителями, актуальных однолинейных схем 6-10 и 0,4 кВ, акты технологического присоединения, однолинейные схемы трансформаторных подстанций и линий электропередач, перечня установленных приборов учета, а также измерительных ТТ ТН (далее – первичная документация) должно быть обеспечено Заказчиком. Состав работ:

– проведение предпроектного обследования объектов. Структурирование по объектам основного оборудования, определение каналов и среды передачи данных, технические характеристики и схемы включения, согласование с Заказчиком;

– разработка проектной документации на организацию/модернизацию системы учета с удаленным сбором данных (далее – ПД), включающую 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 системы учета, согласование ПД и эксплуатационной документации с Заказчиком. В сметах предусмотреть расчет затрат на эксплуатацию системы учета и поставку ЗИП 2-3%;

– 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;

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

– выполнение работ по монтажу технических средств, прокладка необходимых кабельных линий;

– выполнение пусконаладочных работ, в ИВК на базе ПО «Пирамида-сети» филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»;

– выполнение пусконаладочных работ по организации передачи телеметрической информации в существующий ОИУК АСТУ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» по протоколу МЭК 60870-5-104;

– 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.);

– разработка эксплуатационной и исполнительной документации на созданную систему учета электроэнергии и телемеханики;

– разработка программы и методики испытаний системы учета электроэнергии и телемеханики, согласование с Заказчиком;

– представление Заказчику приёмосдаточной документации в соответствии с утвержденным перечнем документов, согласованным с Заказчиком.

– подрядчик предоставляет фото фиксацию смонтированных технических средств на объектах Заказчика с привязкой к геоинформационной системе указанной Заказчиком (при ее наличии), фотографии должны быть формата JPEG с указанием даты и места.

3.1. Перечень работ по организации учета и телемеханики.

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации, типовыми техническими решениями по организации учета электроэнергии, условиями договора подряда.

3.1.1. Проектирование:

– Проектирование должно быть выполнено в соответствии с требованиями действующих нормативных и отраслевых директивных и методических документов в части энергоснабжения, выполнения измерений количества электроэнергии, (Федеральный закон РФ «Об обеспечении единства измерений», Федеральный закон «Об энергосбережении», «Правила учета электрической энергии», Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 (ред. от 12.11.2016) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ПУЭ и ПТЭ). На стадии проектирования должны быть разработаны следующие документы:

– Проектная документация;

– Рабочая документация;

– Эксплуатационная документация;

– Сметная документация;

– Программа и методика испытаний (ПМИ).

3.1.2.Выполнение работ по монтажу технических средств:

– В соответствии с ПД выполнить монтаж средств измерений (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы), оборудования сбора и передачи данных, модулей ввода/вывода ТМ, присоединение кабелей резервного питания и интерфейсных кабелей.

– Прокладка необходимых вторичных цепей.

– Оформление паспортов-протоколов для приборов учета, присоединяемых через измерительные трансформаторы тока и напряжения, включая проведение необходимых измерений по загрузке вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, потерь напряжения от трансформаторов напряжения до приборов учета.

– Испытание смонтированных технических средств.

3.1.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:

– определение соответствия технических характеристик смонтированного оборудования техническим требованиям, установленным технической документацией предприятий-изготовителей оборудования и техническими решениями;

– регулировку, настройку отдельных видов оборудования, входящих в состав технологических систем, блоков, линий, с целью обеспечения установленной техническими решениями их взаимосвязанной работы;

– обеспечение каналов связи для передачи данных;

– комплексная наладка всех элементов системы, отладка их взаимодействия;

– наладку вновь установленных компонентов системы учета электроэнергии в ИВК филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» на базе ПО «Пирамида-Сети»;

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

– пробный пуск оборудования с проверкой готовности и наладкой работы оборудования в комплекте с ИВК, перевод оборудования на работу под управлением ИВК;

– пробный пуск оборудования с проверкой готовности и наладкой работы оборудования в комплексе с существующим ОИУК АСТУ филиала.

Персонал, выполняющий пусконаладочные работы, должен представить сертификаты о прохождении обучения у организации – разработчика ПО ИВК.

3.1.4. Предварительные испытания:

– Проверка настроек приборов учета и оборудования сбора и передачи данных.

– Проверка доступа с уровня ИВК для автоматизированного сбора данных с системы учета электроэнергии.

– Проверка функционирования системы учета электроэнергии и телемеханики в соответствии с методикой испытаний.

– Проверка корректности передачи телеметрической информации в ОИУК АСТУ

– Оформление результатов испытаний.

– Оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.

3.1.5. Опытная эксплуатация:

– Комплекс работ в рамках проведения опытной эксплуатации (фиксируемых в журнале опытной эксплуатации).

– Анализ результатов опытной эксплуатации.

– Устранение нарушений, связанных с настройкой и функционированием оборудования.

– Оформление акта о завершении опытной эксплуатации.

3.1.6. Приемочные испытания систем учета электроэнергии (с возможностью организации приемки очередями):

– 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.

3.1.7. Ввод системы учета в промышленную эксплуатацию в целом с составлением акта.

4. Требования к системе учета с удаленным сбором данных

4.1. Общие требования к системе учета с удаленным сбором данных

- Технические средства создаваемой системы учета с удаленным сбором данных 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;
- система учета и телемеханики должна взаимодействовать с АСТУ и получать результаты измерений/вычислений с приборов учета, установленных на присоединениях ТП и РП 6 - 20 кВ по протоколу МЭК 60870-5-104;
- необходимость уровня ИВКЭ определить в ПД в соответствии с используемым техническим решением;
- допускается совмещение в одном устройстве фунций прибора учета, УСПД (промконтроллера), GPRS-модема, шлюза и модуля дискретного ввода;
- программное обеспечение, применяемые протоколы ИИК и ИВКЭ системы должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети»;
- смонтированное оборудование (ИИК/ИВКЭ) должно быть настроено в ИВК филиала ПАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго» и ОИУК АСТУ;
- система должна производить автоматический сбор и хранение информации в базе данных в течение 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации;
- контроль наличия напряжения (пофазно) на фидерах 0,4 кВ (ТС);
- контроль открытия двери шкафа УСПД и РЩ 0,4 кВ (ТС);
- должно обеспечиваться ведение системы единого времени с погрешностью не более ±5 секунд в сутки.

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 рекомендациями «Типовые технические решения 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.

Тип корпуса - неразъемный или разрушаемый при вскрытии с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку/split.

Прибор учета электроэнергии должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства.

Маркировка приборов учета должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ 31818.11-12.

Комплект поставки прибора учета электроэнергии должен включать:

– прибор учета электроэнергии;

– удаленный (выносной) дисплей для приборов учета split – исполнения;

– комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт или формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601;

– методику поверки на партию приборов учета (или в качестве подраздела в составе ЭД);

– действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре));

– сервисное ПО;

– транспортная тара.

4.2.1. Общие функциональные возможности

Приборы учета электроэнергии должны обеспечивать:

- хранение профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом интегрирования от 1 до 60 минут и

глубиной хранения не менее 123 суток при времени интегрирования 60 минут;

- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях (для приборов учета электроэнергии устанавливаемых на ПС/ТП на присоединениях 6-10 кВ и выше), за:

– текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев;
– текущий год и предыдущие два года (на начало года);

- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при **отключенном питании** не менее 3 лет;
- хранение запрограммированных параметров не менее 5 лет эксплуатации прибора учета;
- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;
- скорость передачи данных приборов учета должна определяться стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи;
- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально и удаленно;
- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- наличие встроенного и(или) удаленного (выносного) цифрового дисплея отображения информации;
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учета);
- визуализацию индикации работоспособного состояния;
- контроль правильности подключения измерительных цепей;
- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки (за исключением приборов учета типа split); прибора учета для защиты от несанкционированного доступа;
- ведение журналов событий, журнала показателей качества электричества, журнала превышения порога мощности;
- защиту от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учета электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время начала события; дату и время окончания события), при этом факт события должен визуализироваться на дисплее прибора учета или отдельной индикацией;
- в случае возникновения внештатных ситуаций возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК.
- Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать ведение «журнала событий» с привязкой ко времени (общей глубиной не менее 100 записей);
- В журналах событий приборов учета должны фиксироваться:

– дата и время вскрытия клеммной крышки;
– изменение состояния корпуса прибора учета;
– дата последнего перепрограммирования;
– изменения направления перетока мощности (для однофазных приборов учета и трехфазных приборов учета прямого включения);
– дата и время воздействия сверхнормативного постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), визуализированная индикация;
– факт связи с прибором учета, приведший к изменению данных;
– отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;

– отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (для трехфазных счетчиков);

– нарушение фазировки (для трехфазных приборов учета);

– результатов самодиагностики;

– изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.

- Программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учета;
- наличие встроенной аккумуляторной батареи в приборе учета для обеспечения хода внутренних часов реального времени с возможностью подзарядки;
- обмен данными по протоколу, соответствующему стандарту ПАО «Россети» (СПОДЭС), а для приборов технического учета, установленных без УСПД, обмен данными по протоколам СПОДЭС и МЭК 60870-5-104;
- автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;
- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

При организации учета электроэнергии на ПС/ТП/РУ/КТП обязательно наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации.

4.2.2. Требования к трансформаторам тока.

- Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2015. Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Класс точности трансформаторов тока определяется исходя из условий функционирования объекта измерений, но не должен быть хуже 0,5S.
- Тип, коэффициенты трансформации определяются в ПД.
- Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 8 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 ГОСТ14254-96.

4.2.3. Требования к трансформаторам напряжения и их вторичным цепям.

- Для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) или однофазные трансформаторы, устанавливаемые в каждой из трех фаз. Запрещается использовать для целей коммерческого учёта 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.
- Применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2015 (“Трансформаторы напряжения. Общие технические условия”), класс точности трансформаторов напряжения определяется исходя из условий функционирования объекта измерений, но не должен быть хуже 0,5.
- 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. 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.
- 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 не менее 8 лет.

4.2.4. Требования к системе телемеханики

- ИИК должен обладать функциями передачи телеметрической информации.
- Счетчик долженобеспечивать передачу данных телеметрической информации в ОИУК АСДУ по протоколу МЭК 60870-5-104 (спорадически, циклически, по запросу).
- ИИК без УСПД, установленный на ТП, должен обеспечивать сбор и передачу следующей телеметрической информации:
  - телесигнализация пофазно о пропадании напряжения на секции 0,4 кВ;
  - телесигнализация об открытии двери шкафа учета, шкафа УСПД, шкафа ВРУ 0,4 кВ;
  - мгновенные значения тилеизмерений 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.
- ИИК с УСПД (или с промконтроллером), установленный на ТП, должен обладать следующими функциями телеметрии:
  - телесигнализация пофазно о пропадании напряжения на 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.

4.3. Требования к ВЩУ

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

ВЩУ 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 ВЩУ должен удовлетворять требованиям для класса защиты II по ГОСТ Р 51628-2000, ГОСТ Р 51321.1-2000.

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

Конструкция щита должна предусматривать возможность:

- визуального снятия показаний прибора учёта без отпирания дверцы (наличие прозрачного окна на весь срок службы);
- воздействовать на автоматический выключатель, расположенный после прибора учёта электроэнергии, без возможности оперирования выключателем нагрузки, устанавливаемым до прибора учёта электроэнергии;
- установки однофазного или трехфазного прибора учёта в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на дин-рейку.

Для исключения несанкционированного доступа на корпусе ВЩУ должно быть предусмотрено место для опломбирования.

ВЩУ должен иметь степень защиты IP – 54 в следующих местах сопряжения:

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

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

Средний срок службы ВЩУ не менее - 20 лет.

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

4.4. Требования к электропитанию и климатическому исполнению

Бесперебойное питание устройств системы учета и телемеханики должно обеспечиваться посредствам 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);

4.5. Требования к климатическому исполнению

Все оборудование системы учета и телемеханики включая блоки питания, реле и пр. должно обеспечивать свою работоспособность в диапазоне температур -40…+60 С;

4.6. Требования к размещению оборудования

Допускается размещение счетчиков и Котроллеров учета и телемеханики в одном шкафу на ТП.

4.7. Требования к проведению предпроектного обследования

В результате выполнения ППО составляется отчет, составными частями которого являются заверенные подписями ответственных лиц, копии оригиналов документов, собранных в результате обследования подрядчиками и пояснительная записка по ППО. Первичная документация для ППО (в том числе указанная в п.3) должна быть предоставлена сетевой организацией.

При проведении обследования необходимо собрать следующую техническую документацию (копии документов должны быть получены от сетевой организации или изготовлены ею до начала проведения ППО):

1. Полное название сетевого района, почтовый адрес, телефон и факс приёмной, адрес электронной почты;
2. Наименование и адрес объектов прочих собственников объектов электросетевого хозяйства, присоединенных к обследуемым объектам сетевой организации (ВРУ, ВРЩ, ГРШ, ТП, РП);
3. Планы (существующей компоновки) помещений подстанций;
4. Акты разграничения балансовой принадлежности по каждому объекту;
5. Перечень оборудования, с помощью которого организуются существующие каналы связи на объекте;
6. Паспорта-протоколы ИИК по каждому объекту (при их наличии в сетевой организации);

7. Существующие электрические однолинейные схемы трансформаторных подстанций;

8. Существующие схемы подключения приборов учета, в т.ч. к измерительным трансформаторам;

9. Однолинейные схемы сети 6-20 кВ обследуемой сети;

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

11. Планы (компоновки) помещений ВРУ (ВРЩ, ГРЩ) запитанных от обследуемых подстанций;

12. Заводские паспорта на все типы используемого оборудования и средств измерений (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, приборы учета и т.п.) (при наличии);

13. 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).

14. Однолинейные 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 (пунктиром);
- типы точек учета: КУ (коммерческий учет) или ТУ (технический учет).

15. 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;

16. Рекомендации по размещению оборудования в составе системы учета (чертежи, расположение шкафов учета и т.д.);

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

18. Перечень и характеристики силовых трансформаторов на каждом объекте;

19. Перечни существующих приборов учета электроэнергии, схемы их подключения на объектах;

20. Перечни оборудования связи на объектах (при наличии) и схемы размещения его на объектах и схемы его подключения от источников питания (основного и резервного).

Отсутствие, какого-либо из перечисленных документов по вине сетевой организации не является основанием для претензий Подрядчику.

4.8. Требования к оборудованию уровня ИВКЭ.

Уровень ИВКЭ (УСПД или промконтроллер, коммуникационные шлюзы и т.д.) выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных (исключение коммуникационные шлюзы) учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа к собранной информации.

Для УСПД необходимо наличие сертификата об утверждении типа и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ (в том числе между уровнем ИВКЭ – ИВК) должны иметь открытые протоколы обмена данными, позволяющие использование стандарта СПОДЭС. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Возможность параметрирования ИВКЭ осуществляется посредством ввода пароля, при этом в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

Таблица 1.Технические характеристики шкафов учета

№ п/п	Наименование величины	Технические параметры
1	**Шкаф учета однофазный**	
	Номинальное напряжение, В	220
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	
	Номинальный ток, А	*
	Степень защиты оболочки	IP 54
	Материал	(SAN-пластик не поддерживающий горение)
	Срок службы, лет	20
	Гарантийный срок эксплуатации, не менее лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
Состав оборудования шкафа		
1.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	2
	номинальный ток {16, 20 А}*	
1.2	Прибор учета электроэнергии, шт.	1
1.3	Кабель {марка, сечение}, м	
1.4	Прочее оборудование (указать)	
1.5	Ограничение доступа внутрь шкафа учета	*Наличие на крышке шкафа учета пломбировочных устройств, в том числе с отдельной пломбируемой крышкой для доступа к рукоятке защитного автомата.*
1.6	Особенности конструкции	*Конструктивное исполнение шкафа учета должно предусматривать возможность его крепления на опору (квадратного, круглого сечения) с помощью стальной ленты, а также на стену.*
1.7	Соответствие требованиям безопасности	*Сертификат безопасности*
…		
2	**Шкаф учета трехфазный**	
	Номинальное напряжение, В	380
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	
	Номинальный ток, А	
	Степень защиты оболочки	IP 54
	Материал	(SAN-пластик не поддерживающий горение)
	Срок службы, лет	20
	Гарантийный срок эксплуатации, не менее лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
Состав оборудования шкафа		
2.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	4
	номинальный ток 20 А; 32 А; 50А; 80 А;	*

№ п/п	Наименование величины	Технические параметры
2.2	Прибор учета электроэнергии (5-60;10-100) А, шт.	1
2.3	Кабель {марка, сечение}, м	
2.4	Прочее оборудование (указать)	
2.5	Ограничение доступа внутрь шкафа учета	*Наличие на крышке шкафа учета пломбировочных устройств, в том числе с отдельной пломбируемой крышкой для доступа к рукоятке защитного автомата.*
2.6	Особенности конструкции	*Конструктивное исполнение шкафа учета должно предусматривать возможность его крепления на опору (квадратного, круглого сечения) с помощью стальной ленты, а также на стену.*
2.7	Соответствие требованиям безопасности	*Сертификат безопасности*
…		
3	**Шкаф учета трехфазный с ТТ, шт.**	
	Номинальное напряжение, В	380
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	
	Номинальный ток, А	
	Степень защиты оболочки	IP 54
	Материал	Металл с окраской атмосферостойкими красками.
	Срок службы, лет	20
	Гарантийный срок эксплуатации, не менее лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
Состав оборудования шкафа		
3.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	4
	номинальный ток 20 А; 32 А; 50А; 80 А;	*
3.2	Прибор учета (5-7,5;5-10) А, шт.	1
3.3	Кабель {марка, сечение}, м	
3.4	Трансформаторы тока (1 комплект - 3шт. для каждого шкафа)	1
3.5	Выключатель нагрузки	1
3.6	Испытательная коробка	1
3.7	Особенности конструкции	*Конструктивное исполнение шкафа учета должно предусматривать возможность его крепления на опору (квадратного, круглого сечения) с помощью стальной ленты, а также на стену.*
3.8	Соответствие требованиям безопасности	*Сертификат безопасности*

* - определяется на этапе предпроектного обследования и согласовывается с заказчиком в составе проектной документации.

Таблица 2.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 эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию не менее, лет	3
2	Напряжение питания, В	24 В и/или 220 В постоянного тока и/или 230 В переменного тока
3	Количество дискретных входов, не менее	8
5	Интерфейс связи	RS-485
7	**Параметры дискретных входов**	-
7.1	Гальваническая развязка дискретных входов	по каждому каналу
7.2	Электрическая прочность изоляции дискретных входов, В	1000
7.3	Номинальное значение входного напряжения, В (с защитой подводящего кабеля)	~220
7.5	Напряжение срабатывания, В, не менее (с защитой подводящего кабеля)	~160
7.7	Время подавления «дребезга» контактов для дискретных сигналов	10 мс и более с шагом 1 мс
8	Степень защиты оболочек устройства по ГОСТ 14254, не ниже	IP 54, либо обязательна установка в шкафу
9	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
10	Первичная обработка собираемых значений дискретных параметров: устранение влияния «дребезга» контактов, присвоение меток времени, проверка достоверности значений;	Обязательно

4.9. Требования к монтажу и местам установки оборудования

Места установки оборудования определяются в соответствии с типовыми техническими решениями по организации учета электроэнергии.

4.9.1. При установке системы учёта 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 приборов учета электроэнергии с выносным отображающим устройством (дисплеем), прибор учета подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения;
- в шкафу перед прибором учета, допускается установка реле контроля напряжения для защиты прибора учета и внутридомовой сети от перенапряжений (при этом после РКН

предусмотреть автомат с независимым расцепителем);[1]

- комплектация шкафа должна включать размыкатель до прибора учета и опционально - автоматический выключатель после прибора учета. Конструкция шкафа должна позволять без вскрытия производить (при необходимости) визуальный съем контрольных показаний с прибора учета, просмотр всех индикаций и других параметров отображающихся на дисплее прибора учета;
- внутридомовую сеть к прибору учета прямого включения подключить непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам прибора учета в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;
- монтаж шкафа учета выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;
- при установке приборов учета со встроенным дисплеем должны быть выполнены мероприятия по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ввода на изолированный (кабельный);
- при наличие ввода на 2, 3, 4 квартиры, осуществить разделение вводов, выполнив по 1 вводу на квартиру при наличии технической возможности;
- ПД может быть предусмотрена установка выносного шкафа учета на опоре, на высоте не менее 1,6 м;
- монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

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

- прибор учета электрической энергии прямого 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 ТРП;
- трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;
- схему шкафа учёта 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.

4.9.3. При установке систем учета на ПС/ТП/РУ/КТП:

- в целях термической и динамической устойчивости применять приборы учета трансформаторного включения;
- трансформаторы тока устанавливать на присоединении в РУ-0,4кВ;
- приборы учета, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4кВ ПС/ТП, 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.

[1] При необходимости для защиты от недопустимого отклонения напряжения в электрических сетях.

По окончании монтажных работ Подрядчик составляет монтажные таблицы по форме приложения № 4 к данному техническому заданию для использования их при выполнении пусконаладочных работ.

4.10. Требования к каналам связи

- при удаленном сборе данных учета передача 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, каналов передачи данных и оператора сотовой связи определяется ПД и подлежит обязателльному согласованию с Заказчиком;
- должна обеспечиваться передача данных расчетного учета с нижнего уровня на верхний с временной задержкой, не превышающей 12 часов.
- задержка в передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут;
- передача информации от ИВКЭ до центра сбора информации может осуществляется по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи (GSM) в стандарте GPRS/LTE/UMTS; по каналам проводной связи по протоколу TCP/IP;
- технические характеристики каналообразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале в соответствии с регламентом сбора данных, но не менее 1200 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 для передачи данных с приборов учета, модем должен обеспечивать в базовом режиме работу по стандарту GPRS/LTE/UMTS в сети одного из операторов связи, а в резервном режиме - по стандарту GPRS/LTE/UMTS в сети другого оператора связи, при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных SIM карт любого оператора связи сети 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.

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

4.11. Требования к надёжности и безопасности

Комплекс технических средств системы учета с автоматизированным сбором данных по показателям надёжности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 и требованиям технического регламента Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

Все элементы системы учета 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.

4.12. Метрологические и другие требования к оборудованию

Средства измерения входящие в состав системы 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;
- руководство по монтажу;

- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для программного обеспечения).

4.13. Требования к электромагнитной совместимости

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

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

- оборудование системы учета должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- восстановление работоспособности системы учета должно производиться путем замены неисправных модулей из состава ЗИП, с последующим ремонтом за счет средств Подрядчика, вышедших из строя модулей в период гарантийного срока. Состав и количество модулей в ЗИП определяется ТРП;
- технические средства системы учета должны быть обслуживаемыми устройствами. Техническое обслуживание должно заключаться в систематическом наблюдении за правильностью работы устройства, в регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей допущенным для этих работ персоналом или обслуживающей организацией;
- условия хранения технических средств системы учета должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

4.15. Требования к документированию

- проектную документацию разработать в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- 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;
- оформить согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов;
- рабочую и эксплуатационную документацию представить в 4 (четырех) экземплярах на бумажном носителе, в том числе один сброшюрованный. Один экземпляр в электронном виде на CD или DVD или USB носителе. Текстовую и графическую части представить в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat. Сметную документацию в формате MS Excel, либо в другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате "Гранд Смета", позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Все бумажные экземпляры смет должны быть сброшюрованы. Согласования предоставить в оригиналах;
- представить исполнительную документацию в 2-х экземплярах в следующем объеме:
  - ведомость объемов работ;
  - ведомость материалов;
  - ведомость оборудования;
  - обзорные чертежи.
- сметная документация составляется в базисном уровне цен на 01.01.2000г, в соответствии с Методикой по определению стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004, утвержденных Постановлением Госстроя России от 05.03.2004 г.;

- сметную документацию разработать на основе ТЕР-2001г. по соответствующему региону и в текущих ценах. Сметную стоимость строительства приводить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 г. и текущем, сложившемся ко времени составления смет. Индексы перерасчета смет в текущие цены согласовать с Заказчиком;
- в сводном сметном расчете (ССР) предусмотреть следующие затраты (при необходимости):
- удорожание производства работ в зимнее время и на снегоборьбу принимаются в % от глав 1-8 ССР согласно ГСН 81-05-02-2001 «Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время»;
- пусконаладочные работы определить на основании смет;
- командировочные расходы – нормы на выплату суточных в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 729 от 02.10.2002, расходы на проезд и проживание определяются расчетом;
- средства на премирование за ввод объекта в эксплуатацию принять в соответствии с письмом Госстроя РФ от 10.10.1991 г. № 1-Д и письмом Минтруда РФ и Госстроя РФ от 15.03.1993 № 463-РБ/713/32 определить расчетом на основе ПОС;
- средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, в том числе строительных рисков согласно статей 255, 263 Налогового кодекса РФ и письму Госстроя РФ № НЗ-3942/07 от18.07.2002 в размере 1% от итогов глав 1-8 ССР;
- затраты по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций на расстояние свыше 3 км.

4.16. Требования к эксплуатационной документации

Эксплуатационная документация на системы учета 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;
- исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений.

4.17. Требования к безопасности

- Система учета должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности;
- по общим требованиям безопасности устройства, входящие в систему учета, должны соответствовать Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- система учета на всех уровнях должна быть защищена от несанкционированного доступа;
- 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 фиксированы.

4.18. Требования к эргономике и технической эстетике

- рабочее место оператора АРМ системы учета должно быть организовано в помещении с комфортными условиями;
- прочие эргономические требования системы учета должны удовлетворять требованиям ГОСТ 22269-76, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 21958-76.

4.19. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

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

4.19.1. При создании Системы должны быть решены следующие вопросы обеспечения информационной безопасности:

- необходимость и целесообразность защиты каждой из компонентов Системы;
- 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.

4.19.2. 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.

4.20. Требования к патентной чистоте

Патентная чистота системы учета должна обеспечиваться в отношении России.

4.21. Требования к видам обеспечения

Программное обеспечение должно соответствовать Стандарту ОАО «Россети» «Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных. Типовые функциональные требования».

4.22. Требования к информационному обмену между уровнями системы

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

- поддержка протокола обмена приборов учета в соответствии со спецификацией СПОДЭС;
- поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 60870-5, МЭК 61850, 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.).

4.23. Требования к проведению опытной эксплуатации

Начало опытной эксплуатации устанавливается после 72 часов непрерывной работы системы учета электроэнергии в условиях работающего основного электротехнического оборудования подстанции.

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

В случае подтвержденных совместным актом Заказчика и Подрядчика фактов внешнего воздействия на приборы учета (УСПД), повлекших нарушение критериев прохождения опытной эксплуатации, Заказчик организовывает взаимодействие с лицами, осуществляющими несанкционированное воздействие на систему учета электроэнергии, 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 системы учета.

В случае конструктивной неисправности приборов учета (УСПД), которая не

подтверждается двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика, Подрядчик организовывает взаимодействие с субподрядными организациями, при этом опытная эксплуатация останавливается. После возобновления работоспособности системы учета, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения тридцати дней подряд успешного функционирования системы учета.

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

– о продолжительности функционирования;

– о результатах наблюдения за правильностью функционирования системы в целом, его компонентов (функций);

– об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;

– об изменениях параметров объекта управления и проводимых корректировках документации.

По результатам опытной эксплуатации должен быть составлен акт о завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приемочным испытаниям для ввода в промышленную эксплуатацию.

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и программного обеспечения настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами системы учета, заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации на ИВК с 95% приборов учета (суточный опрос, месячный опрос). 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 ежедневный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и раздельно по всем тарифам - не более 5% случаев неудачных опросов;
- автоматический ежемесячный сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 60 минутный интервал - не более 5% случаев неудачных опросов;
- автоматический сбор записей журналов событий приборов учета и УСПД - не более 5% случаев неудачных опросов за день;
- 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 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 автоматизированной системы – максимально допустимое кол-во отказов и выходов из строя элементов автоматизированной системы – 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 – не более 5% в первый месяц опытной эксплуатации;

- количество нарушений при формировании структуры энергообъектов и системы классификации в ИВК - не более 1 случая в день;
- количество сбоев СОЕВ - не более 5% за период опытной эксплуатации;
- количество нарушений в подсистеме сбора данных энергопотребления - не более 5% за период опытной эксплуатации;
- сформированные в ИВК балансовые группы (выполняется Заказчиком);
- сформированная в ИВК база атрибутов НСИ и документального обеспечения, включающая всю имеющуюся в монтажных ведомостях информацию о приборах учёта и УСПД.

5. Требования к строительству

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности согласно:

– Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 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».

6. Требования к стандартизации и унификации

Система учета 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 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 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)»;

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

7. Гарантийные обязательства

7.1. Гарантии качества распространяются на все оборудование системы, ее конструктивные элементы, и работы, выполненные Подрядчиком по настоящему договору и ЗиП.

7.2. Гарантийный срок нормальной эксплуатации системы учета объекта (без аварий, инцидентов по причине отказа оборудования объекта или нарушения технологических параметров его работы, работы в пределах проектных параметров и режимов), работ и ЗиП устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами акта приёмки законченного строительством объекта (форма КС-14).

7.3. Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования входящего в систему учета и ЗиП устанавливается 60 месяцев с даты подписания сторонами акта приёмки законченного строительством объекта (форма КС-14).

7.4. Если в период гарантийного срока обнаружатся дефекты, то Подрядчик обязан их устранить за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки, либо возместить Заказчику затраты на их устранение.

При выявлении дефекта Подрядчик должен:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа 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 10 (десяти) дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

8. Особые условия

Работы по модернизации системы учета 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 проекту производства работ.

9. Срок выполнения работ

Начало работ – не позднее 10 календарных дней с момента заключения энергосервисного договора.

Окончательный срок выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ не позднее 31.07.2020 г.

10. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Должность	ФИО	Телефон
Заместитель директора по реализации и развитию услуг	Д. Ю. Фёдоров	(473) 222-23-24, +7 (910) 039-00-10
Начальник Управления учета электроэнергии	А. В. Романенко	(473) 247-05-83, +7 (980) 240-25-43
Начальник отдела эксплуатации и развития систем учета электроэнергии	С. В. Шишкин	(473) 234-68-71, +7 (980) 240-25-45
Начальник Управления корпоративных и технологических автоматизированных систем управления	А. И. Пахомов	(473) 257-94-22, +7 (903) 858-87-20
Начальник отдела эксплуатации автоматизированных систем коммерческого учета электрической энергии	А. А. Семынин	+7 (980) 240-25-53

11. Приложения

Приложение № 1. Спецификация оборудования.

Приложение № 2. Объем выполняемых работ.

Приложение № 3. Перечень объектов для организации системы учета.

Приложение № 4. Монтажные таблицы.

Приложение № 5. Типовые технические решения по организации интеллектуального учета электроэнергии.

Приложение №1
к техническому заданию

Спецификация оборудования

Тип оборудования	Единица измерения	Количество
1-ф прибор учета электроэнергии наружной установки с расщепленной архитектурой (split-исполнения) в комплекте с удаленным (выносным) дисплеем	Шт.	16 923
3-х фазные приборы учета электроэнергии прямого включения наружной установки с расщепленной архитектурой (split-исполнения) в комплекте с удаленным (выносным) дисплеем	Шт.	3 098
БиЗ в комплекте с 3ф. электросчетчиком полукосвенного включения (PLC/RF- технология), с испытательной коробкой, ВН 3Р, с комплектом ТТ (3 шт.) с размещением на опоре (ФЛ, ЮЛ)	Шт.	257
3ф. прибора учета электроэнергии полукосвенного включения (GSM-технология) (ФЛ,ЮЛ,ТП) взамен существующего.	Шт.	17
Пункт коммерческого учета на границе балансовой принадлежности в линии 6(10) кВ (классическое исполнение)	Шт.	219
Измерительные ТТ (0,4кВ) "150/5" , 0,5S	компл.	30
Измерительные ТТ (0,4кВ) "200/5" , 0,5S	компл.	113
Измерительные ТТ (0,4кВ) "300/5" , 0,5S	компл.	101
Измерительные ТТ (0,4кВ) "400/5" , 0,5S	компл.	44
Шкаф 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	Шт.	288
Шкаф АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: модуль ввода-вывода, испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), источник резервного питания на двухтрансформаторных ТП Общества	Шт.	1
Шкаф АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 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	Шт.	89

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

Приложение №2
к техническому заданию

Объем выполняемых работ

Вид выполняемых работ	Единица измерения	Количество
Проектно-изыскательские работы	ед. оборуд.	20 884
Монтаж 1-ф прибора учета электроэнергии наружной установки с расщепленной архитектурой (split-исполнения) в комплекте с удаленным (выносным) дисплеем	Шт.	16 923
Монтаж 3-х фазных приборов учета электроэнергии прямого включения наружной установки с расщепленной архитектурой (split-исполнения) в комплекте с удаленным (выносным) дисплеем	Шт.	3 098
Монтаж БиЗ в комплекте с 3ф. электросчетчиком полукосвенного включения (PLC/RF- технология), с испытательной коробкой, ВН 3Р, с комплектом ТТ (3 шт.) с размещением на опоре (ФЛ, ЮЛ)	Шт.	257
Монтаж 3ф. прибора учета электроэнергии полукосвенного включения (GSM-технология) (ФЛ,ЮЛ,ТП) взамен существующего.	Шт.	17
Монтаж пункта коммерческого учета на границе балансовой принадлежности в линии 6(10) кВ (классическое исполнение)	Шт.	219
Монтаж измерительных ТТ (0,4кВ) "150/5" , 0,5S	компл.	30
Монтаж измерительных ТТ (0,4кВ) "200/5" , 0,5S	компл.	113
Монтаж измерительных ТТ (0,4кВ) "300/5" , 0,5S	компл.	101
Монтаж измерительных ТТ (0,4кВ) "400/5" , 0,5S	компл.	44
Монтаж 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	Шт.	288
Монтаж 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 двухтрансформаторных ТП Общества	Шт.	1
Монтаж шкафа АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 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	Шт.	89
Пусконаладочные работы	ед. оборуд.	20 892

Приложение №3
к техническому заданию

Перечень объектов для организации системы учета

(приложение № 3 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение № 4
к техническому заданию

Формы монтажных таблиц

(приложение №4 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение 5
к техническому заданию

Типовые технические решения по организации интеллектуального учета электроэнергии

(приложение № 5 размещено отдельно в составе конкурсной документации)