

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на реализацию энергосервисного контракта по филиалу
ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго» с расчетами
экономических показателей

«Создание системы коммерческого и технического учета
электроэнергии с удаленным сбором данных»

Оглавление

1. Общие сведения.....	4
2. Общие технические требования	5
3. Состав и содержание работ	6
4. Требования к системе учета с удаленным сбором данных.....	9
5. Требования к строительству.....	31
6. Требования по стандартизации и унификации.	32
7. Гарантийные обязательства.....	34
8. Особые условия.	34
9. Срок выполнения работ.	34
10. По техническим условиям выполнения работ обращаться	34
11. Приложения:	35

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АВР – автоматический ввод резерва;

АСТУ - автоматизированные системы технологического управления;

ВЛ - воздушная линия;

КЛ - кабельная линия;

ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;

ИВК - информационно - вычислительный комплекс;

ИВК ВУ - информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня;

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;

ПМИ - программа и методика испытаний;

ПО - программное обеспечение;

ППО - предпроектное обследование;

ТЗ - техническое задание;

ТН - трансформатор напряжения;

ТРП - технорабочий проект;

ТТ - трансформатор тока;

УСПД - устройства сбора и передачи данных.

Com - технологический стандарт от компании Microsoft, предназначенный для создания программного обеспечения на основе взаимодействующих распределённых компонентов, каждый из которых может использоваться во многих программах одновременно;

DCom - распределённая **Com** технология;

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;

OPC - семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами автоматизации и технологическими процессами;

RS-485 - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;

SMS - технология, позволяющая осуществлять приём и передачу коротких текстовых сообщений сотовым телефоном;

SMTP - сетевой протокол, предназначенный для передачи электронной почты в сетях TCP/IP;

SNMP - протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP;

TCP/IP - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях.

ZigBee – стандарт для набора высокоуровневых протоколов связи, использующих небольшие, маломощные цифровые трансиверы, основанный на стандарте IEEE 802.15.42006 для беспроводных сетей

1. Общие сведения

1.1. Предмет закупки:

Право заключения энергосервисного договора, направленного на снижение технологического расхода (потерь) электроэнергии при ее передаче в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго».

1.2. Наименование

Создание системы коммерческого и технического учета электроэнергии с удаленным сбором данных на объектах филиала ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго» (Приложение №1).

1.3. Назначение

Выполнение действий, направленных на снижение технологического расхода (потерь) электроэнергии при ее передаче в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго».

1.4. Основание для проведения работ

1. Необходимость снижения потерь электроэнергии в сетях филиала ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго».

2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проекту:

- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
- Стратегия создания/модернизации систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии в сетях РСК;
- Приказ Минэнерго РФ от 22 марта 2011 года №86 «Об утверждении Методических рекомендаций по техническим характеристикам систем и приборов учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета».

1.5. Сроки начала и окончания работ

- начало выполнения работ - с момента заключения договора;
- срок исполнения договора составляет не более 5 (пяти) лет и 5 (пяти) месяцев;
- стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

1.6. Ценовые показатели:

- предельная стоимость планируемой к организации системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных составляет 786 491 430,03 руб. (семьсот восемьдесят шесть миллионов четыреста девяносто одна тысяча четыреста тридцать рублей три копейки), в т.ч. НДС (18%) 119 973 268,99 руб. (сто девятнадцать миллионов девятьсот семьдесят три тысячи двести шестьдесят восемь рублей девяносто девять копеек) - в стоимость работ должны входить все расходы и затраты, связанные с выполнением работ, обязательные платежи и материалы.

1.7. Источник финансирования

Нетарифный источник (энергосервисный договор).

1.8. Технические характеристики оборудования

- Технические характеристики приборов учета приведены в таблице 1, характеристики УСПД приведены в таблице 2, технические характеристики шкафов учета приведены в таблице 3.

- К установке допускаются системы учета электроэнергии соответствующие техническим требованиям Стандарта организации «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах ПАО "МРСК Юга"».

1.9. Объекты

- Установка систем учета электроэнергии производится на объектах, приведенных в приложениях к настоящему техническому заданию.

2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 4 квартала 2017 года.

2.2. Все используемое оборудование должно соответствовать требованиям климатического исполнения УХЛ2.1 по ГОСТ 15150-69 и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60.

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.

2.4. На каждую единицу измерительного оборудования должен быть предоставлен паспорт, комплектность по спецификации, руководство по эксплуатации. На поставляемое оборудование должны быть представлены сертификаты качества.

2.4.1. Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2001. 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;

2.4.2. Трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001. Значения допустимых классов точности трансформаторов напряжения определяется исходя из условий функционирования объекта измерений;

2.4.3. Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52320-2005 Часть 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии»), IEC61107 или 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».

2.5. На приборы учёта должен быть нанесен логотип ПАО «МРСК Юга».

2.6. На приборы учёта split-исполнения на клеммную крышку должен быть нанесен несгораемой краской серийный номер прибора учета, позволяющего его визуальную идентификацию без подъема персонала на опору.

2.7. Состав оборудования шкафов учета и его технические характеристики должны быть определены в результате обследования объектов, а также при составлении спецификации оборудования и работ. Компоновка шкафов учета должны соответствовать типовым техническим решениям ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии.

3. Состав и содержание работ

Все работы выполняются силами подрядной организации и включают в себя следующие работы:

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

- разработка технорабочего проекта на организацию/модернизацию системы учета с удаленным сбором данных (далее – ТРП), включающую проектные решения, описание комплекса технических средств, схемы, чертежи, обеспечивающие привязку типовых технических решений к конкретному объекту и необходимые для монтажа и наладки системы учета и согласование ТРП с Заказчиком эксплуатационную документацию.

- 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, пуско-наладочным работам и сдачи в промышленную эксплуатацию готовых объектов;

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

- комплектация оборудования и материалов;

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

- выполнение пусконаладочных работ,

- обеспечение сбора информации с приборов учета и её хранение;

- 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;

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

- представление Заказчику приёмосдаточной документации в соответствии с разделами 1, 2, 7, 8 «Инструкции по оформлению приёмосдаточной документации по электромонтажным работам И 1.13-07».

3.1. Перечень работ по организации учета.

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации, типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии (распоряжение ПАО «Россети» от 06.04.2015г. №166р), 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, а также исполнения информационно-измерительных систем учета (Федеральный закон РФ «Об обеспечении единства измерений», Федеральный закон «Об энергосбережении», «Правила учета электрической энергии», ПУЭ и ПТЭ). Проектирование должно выполняться с учётом требований - ГОСТ 34.201-89, 34.602-89, 34.601-90 - Комплекс стандартов на автоматизированные системы.

На стадии проектирования должны быть разработаны следующие документы:

- Технорабочий проект;
- Эксплуатационная документация;
- Программа и методика испытаний (ПМИ).

3.1.2. Выполнение работ по монтажу технических средств:

- В соответствии с ТРП выполнить монтаж средств измерений (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы),

- оборудования передачи данных, 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 нагрузке вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, потерь напряжения от трансформаторов напряжения до приборов учета.

- Испытание смонтированных технических средств (автономное).

3.1.3. Проведение пусконаладочных работ:

Состав пусконаладочных работ включает:

- обследование объекта, внешний осмотр оборудования и выполненных монтажных работ на соответствие проектной документации;
- определение соответствия технических характеристик смонтированного оборудования техническим требованиям, установленным технической документацией предприятий-изготовителей оборудования и проектом;
- регулировку, настройку отдельных видов оборудования, входящих в состав технологических систем, блоков, линий, с целью обеспечения установленной проектом (или техническими решениями) их взаимосвязанной работы;
- автономная наладка технических и программных средств.
- обеспечение каналов связи для передачи данных;
- комплексная наладка всех элементов системы, отладка их взаимодействия;
- создание автоматизированных рабочих мест с установкой необходимого программного обеспечения;
- пробный пуск оборудования с проверкой готовности и наладкой работы оборудования под управлением системы сбора верхнего уровня;
- комплексное опробование оборудования с наладкой технологического процесса и выводом на устойчивое функционирование;

3.1.4. Предварительные испытания:

- Проверка настроек приборов учета;
- Проверка автоматизированного сбора данных системы учета электроэнергии;
- Проверка функционирования системы учета электроэнергии в соответствии с методикой испытаний;
- 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 по каждому объекту отдельно.
- Разработка методики измерений на созданную систему.

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 должна иметь возможность взаимодействия с АСТУ по данным приборов учета, установленных на присоединениях ТП и РП 6 - 20кВ;
- необходимость уровня ИВКЭ определить в ТРП в соответствии с используемым техническим решением;
- программное обеспечение, применяемые протоколы ИИК и коды ИВКЭ системы должны быть открытыми стандартизированными, протокол передачи данных между уровнем ИВКЭ и ИВК должен соответствовать стандарту МЭК.
- дальнейшее расширение системы учета - добавление новых, имеющих модели, аналогичные применяемым при создании системы приборов учета электроэнергии, УСПД не должно вызывать необходимости доработки созданной системы учета с удаленным сбором данных;
- система должна производить автоматический сбор с заданной периодичностью данных измерений и хранение их в базе данных в течение 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации;
- система должна обеспечивать ведение системы единого времени, выработку текущего времени с погрешностью не более 5 секунд в сутки.
- Система должна соответствовать СТО 34.01-5.1-005-2017 ПАО «Россети» «Счетчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными».
- компоненты системы (ИИК, ИВКЭ) должны быть интегрированы в программный комплекс «Пирамида-Сети».

4.2. Требования к ИИК

Типы применяемых приборов учёта электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и обеспечивать технические и функциональные возможности. Кроме того, конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией.

- По способу установки прибора учета в соответствии рекомендациями «Типовые технические решения ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии», утвержденными распоряжением ПАО «Россети» от 06.04.2015 №166р.:

- для абонентов физических и юридических лиц с границей балансового разграничения на опоре – монтаж непосредственно на отводе ЛЭП к абоненту (split-исполнение);

- для остальных абонентов допускается монтаж в щит учета, или на DIN – рейку;

-для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

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;
- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-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 (версия ПО согласно описанию типа на прибор учета),
- 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 временем 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:
 - прошедший месяц;
 - текущий месяц;
 - текущий год и предыдущие два года;
- хранение суточных значений тарифицированной активной и реактивной энергии прямого и обратного направлений на глубину не менее 123 суток;
 - хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее 3,5 лет;
- хранение запрограммированных параметров на весь срок эксплуатации прибора учета;
- работу по нескольким цифровым каналам связи;
- скорость передачи данных приборов учета должна определяться стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи; возможность проведения поверки приборов учета через интерфейсы связи на месте установки; возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт, RS-485] и удаленно [по встроенному

модему RF, GSM/GPRS, ZigBee и др.]; 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 электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учета для защиты от несанкционированного доступа;

- ведение журнала 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).

- Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать ведение «журнала событий» с привязкой ко времени (не менее 100 записей);

- В журналах событий приборов учета должны фиксироваться:
 - - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - - дата и время вскрытия корпуса прибора учета;
 - - дата последнего перепрограммирования;
 - изменения направления тока в фазных проводах (для однофазных приборов учета и трехфазных приборов учета прямого включения);
 - дата и время воздействия сверхнормативного магнитного воздействия индукцией;

- 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;
- нарушение фазировки (для трехфазных приборов учета);
- инициализации прибора учета, последнего сброса, число сбросов;
- результатов самодиагностики;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- мониторинг параметров качества электрической энергии;
- аварийные ситуации.

- Программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учета;

- защиту от внешних электромагнитных и магнитных полей по ГОСТ Р 51070-97;

- наличие встроенной батареи в приборе учета для обеспечения хода внутреннего таймера, сохранения параметров программирования и хранения значений в энергонезависимой памяти;

- обмен данными по протоколам, соответствующим стандарту СПОДЭС ПАО «Россети»¹;

¹ С 01.06.2018г. обязательное применение единого протокола СПОДЭС, разработанного для ПАО «Россети».

- автоматический переход зима/лето в режиме «запрещен»;
- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.
- Приборы учета должны быть оснащены датчиком постоянного магнитного поля;
- Номинальное напряжение ($U_{ном}$): 230 В (для однофазных счетчиков) и 3х230/400 В (для трехфазных счетчиков);
- базовая (максимальная) сила тока счетчиков электрической энергии 5 (80-100)А в рабочем диапазоне температур.
- Расширенный рабочий диапазон напряжений, не хуже чем от 140 до 260В
- Полная мощность, потребляемая в цепи тока, не более 0,1 ВА;
- Полная мощность, потребляемая цепью напряжения, не более 10 ВА;
- Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, не более 1,5 Вт;
- В приборе учет должен быть встроен интерфейс передачи данных: радиоканал (RF и/или ZigBee), кроме того, счетчик должен иметь возможность обеспечить функцию ретрансляции и радиомоста в АИИС КУЭ. Допускается наличие в приборе учета нескольких интерфейсов передачи данных с возможностью передачи данных по ним.

Характеристики приборов учета электроэнергии

Наименование параметров	Однофазные приборы	Трехфазные приборы учета электроэнергии прямого включения	Трехфазные приборы учета электроэнергии полукосвенного включения	Трехфазные приборы учета электроэнергии косвенного включения
Назначение	Учет активной и реактивной электроэнергии в сетях переменного тока	Учет активной и реактивной электроэнергии в сетях переменного тока		
Технические характеристики				
Класс точности (активная/реактивная), не хуже	1,0/2,0	1,0/2,0	0,5/1,0	
Номинальное рабочее напряжение, В (диапазон рабочих напряжений $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$)	230	3x230/400В	3x230/400В	3x57,7/100В
Номинальный (максимальный) ток, А	5А (60А)/(80А); 10А (100А)	5А(10А)/(60А)/(80А)/(100А); 10А (100А)	1 (1,5); 5 (7,5)	
Ток чувствительности, не хуже ²	0,004I _б	0,004I _б	0,001I _{ном}	
Номинальная частота сети, Гц	50			
Межповерочный интервал, лет	не менее 10			
Полная мощность, потребляемая - параллельной цепью; - последовательной цепью; - встроенные модули связи;	-не более 2,0 Вт(10,0В•А); -не более 0,3 В•А ; -не более 3,0 Вт	-не более 6,0 Вт (30,0 В•А); -не более 0,9 В•А ; -не более 3,0 Вт		
Потребляемая мощность по цепям тока,	-	Не более 1 ВА		
Количество направлений учёта	1	1 или 2		2
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (в данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)			

Резервное питание (опция)	-	В диапазоне 12 – 230 В
Требования по способу защиты от поражения электрическим током	ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II	
Тип корпуса (обязательно с 01.01.2017г. неразъемный или разрушаемый при вскрытие)	Крепление: на щиток/на DIN-рейку/split	Крепление: на щиток/на DIN-рейку/split
Конструктивное исполнение	по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 58	
Встроенные энергонезависимые часы реального времени	точность хода не хуже ± 0,5 с/сут в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61038-2001 в диапазоне температур от минус 40 до +60°С и с возможностью внешней коррекции хода часов	
Предустановленное время	[Административный населенный пункт] (UTC+3)	
Время начального запуска, не более	5 с с момента подачи напряжения	
Наработка на отказ, не менее часов	180000	
Средний срок службы, не менее лет	30	
Гарантийный срок эксплуатации, лет	Не менее 5	
Управление нагрузкой		
Встроенное реле управления нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение	внешняя команда по интерфейсной связи	
	превышение ограничения энергопотребления и мощности	
	Опционально: при превышении максимального тока на 5%, напряжения на 10%; при воздействии магнитного поля	
Тарификация		
Количество тарифных зон	не менее 256	
Число тарифов	не менее 8	
Предустановленное тарифное расписание	Установить 2 тарифа: тариф 1: с 07-00 до 23-00 (день) тариф 2: с 23-00 до 07-00 (ночь)	
Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны	24 ч	

Дискретность установки интервала действия тарифной зоны	60 мин		
Цифровые интерфейсы			
Изолированный дискретный вход/выход	нет	2 с внутренним питанием 24 В для счетчиков классического исполнения с монтажом на DIN-рейку	
RS-485		2 (скорость обмена не менее 9600 бит/с) для счетчиков классического исполнения с монтажом на DIN-рейку	
оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107)	1 (скорость обмена по оптическому порту не менее 9600 бит/с) для счетчиков классического исполнения с монтажом на DIN-рейку		
Оборудование связи			
Модем (любой из предложенного перечня)	ZigBee		-
	RF, мощность не более 10 мВт		
	PLC+RF	RF	RF
	LTE/UMTS/GPRS/GSM		
Мониторинг параметров сети и показателей качества электроэнергии			
Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии		класс S3	
Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры			
Фазное напряжение в каждой фазе	да		
Линейное напряжение	-	да	
Фазный ток в каждой фазе	да	да	
Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная)	да		
Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе	да		
Частота сети	да		

4.2.2. Требования к трансформаторам тока.

- Тип, коэффициенты трансформации определяются в ТРП.
- Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 6 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 IP00 по ГОСТ 14254-96.
- Коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям ПУЭ к фактической нагрузке.

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 1983-2001 ("Трансформаторы напряжения. Общие технические условия").
- 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 должен составлять не менее 6 лет.

4.3. Требования к проведению предпроектного обследования

В результате выполнения ППО представителям сетевой организации представляется отчет, составными частями которого являются заверенные подписями ответственных лиц, копии оригиналов документов, собранных в результате обследования подрядчиками и пояснительная записка по ППО.

При проведении обследования необходимо собрать следующую техническую документацию (копии документов, при их наличии, должны быть получены от сетевой организации):

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, ГРЩ, 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 6-10 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 приборов (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, приборы учета и т.п.) (при наличии);

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

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

4.4. Требования к ИВКЭ

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

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

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа. В случае исчезновения напряжения питания должно выполняться СМС оповещение.

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

Таблица 2

Основные технические характеристики уровня ИВКЭ

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
1	ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ	
1.1	Наработка на отказ, ч, не менее	90 000
1.2	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	24
1.3	Проведение автоматической самодиагностики, не реже, раз в сутки	1
1.4	Средний срок службы, лет, не менее	15
1.5	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию должен составлять не менее, лет	5
1.6	Требования к питанию	
1.7	- автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно	Обязательно
1.8	-напряжение питания от сети переменного или постоянного тока, В*	220 (110) $\pm$ 20 % или 9 – 30 В
1.9	-суммарная потребляемая мощность с полным набором модулей, Вт, не более	100
1.10	Ведение «журнала событий» с регистрацией времени и даты следующих фактов:	
1.11	-наличие факта параметрирования	Обязательно
1.12	-наличие факта коррекции времени в приборе учета	Обязательно
1.13	-попытки несанкционированного доступа	Обязательно
1.14	- перезапуска (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);	Обязательно
2	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИЩЕННОСТИ	
2.1	Наличие защиты от несанкционированного доступа (данных, параметров настройки, загруженных программ)	
2.2	В аппаратной части (доступ к параметрированию, к разъемам, функциональным модулям и т.д.) – механическое пломбирование или маркирование	Обязательно
2.3	В программно-информационном обеспечении	
2.4	– установка паролей при параметрировании	Обязательно
2.5	- исключение возможности корректировки данных по протоколу	Обязательно
2.6	- защита от закливания ("watchdog")	Обязательно
2.7	- безопасную работу, как в публичных сетях, так и в закрытых сетях связи, в том числе с использованием защищенного канала VPN с шифрованием	Обязательно

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
3	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	
3.1	Синхронизация времени как самого устройства, так и в подключаемых приборах учета (в том числе, при отсутствии связи с ИВК верхнего уровня)	Обязательно
3.2	Наличие энергонезависимых часов	Обязательно
3.3	Сбор информации:	
3.4	- о состоянии средств и объектов измерений	Обязательно
3.5	- результатов измерений	
3.6	Режимы обмена информацией	
3.7	- по регламенту (по меткам времени)	Обязательно
3.8	- спорадически	Обязательно
3.9	- по запросу	Обязательно
3.10	Автоматический сбор показаний приборов учета о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (для розничного рынка - 60 минут), не реже	1 раз/сутки
3.11	Снятие показаний со всех контролируемых ИИК на единый момент времени	Обязательно
3.12	Двунаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.	Обязательно
3.13	Поддержка протокола стандарта СПОДЭС**	Обязательно
3.14	Обеспечение автоматического поиска приборов учета и включение в схему опроса	Обязательно
3.15	Наличие возможности передачи данных в различные комплексы программно-технических средств, для их дальнейшей обработки и хранения, интеграция с АСТУ	Обязательно
	- состояний средств и объектов измерения	Обязательно
	- результатов измерения	Обязательно
	- поддержка протокола МЭК-60870-5-104	Обязательно
	- сбор и передача данных телесигнализации и телеизмерений	Обязательно
4	Формирование и хранение учетных показателей	
4.1	суточные данные о шестидесятиминутных приращениях электроэнергии средств измерений, объем хранимых данных, не менее	90 суток, не менее чем с 1000 приборов учета
4.2	состояние средств*** и объектов**** измерений в расчете на один прибор учета при глубине хранения 90 суток, не менее	5 000 записей, не менее чем с 1000 приборов учета
4.3	Энергопотребление за сутки/месяц, не менее	35 суток / 3,0 года, не менее чем с 1000 приборов учета

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
4.4	Срок хранения результатов измерения при отсутствии питания, в том числе, при севшей встроенной батарее, не менее	3,5 года
4.5	Поддерживаемые приборы учета, типы и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации	Обязательно
4.6	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств, типа, GPS/ГЛОНАСС, NTP-серверов точного времени)	Обязательно
4	Формирование учетных показателей	
4.1	суточные данные о шестидесятиминутных приращениях электроэнергии средств измерений, не менее	90 суток
4.2	состояние средств*** и объектов**** измерений в расчете на один прибор учета при глубине хранения 90 суток, не менее	5 000 записей
4.3	Энергопотребление за сутки/месяц, не менее	35 суток / 3,0 года
4.4	результаты измерения электроэнергии при отсутствии питания, не менее	3,5 года
4.5	Поддерживаемые приборы учета, их количество и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации	Обязательно
4.6	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств, типа, GPS/ГЛОНАСС)	Обязательно
5	ТРЕБОВАНИЕ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	
5.1	Абсолютная среднесуточная погрешность хода часов за сутки без внешней синхронизации, с	$\pm 5,0$
5.2	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ	Обязательно
5.3	Наличие первичной поверки	Обязательно
5.4	Межповерочный интервал, не менее, лет	10
6	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ	
6.1	Степень защиты оболочек устройства по ГОСТ 14254, не ниже	IP 51, либо обязательна установка в шкафу
6.2	Наличие интерфейса RS-485, не менее одного	Обязательно
6.3	Минимальная скорость передачи, бит / с по PLC (при наличие), не менее по RS-485, не менее	1 200 9 600
6.4	Наличие интерфейсов Ethernet, не менее одного	Обязательно
6.5	Наличие дополнительных интерфейсов, не менее одного (Ethernet, PLC, RF(ZigBee, LoRa и подобных), GPRS/GSM)	Обязательно
6.6	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

Примечание: *Напряжение питания от сети переменного тока должно составлять 220 В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$, при этом допускается использование внешних блоков питания напряжением 10 – 30 В. Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.

** обязательно с 01.01.2018г.

*** Выбор необходимых параметров по усмотрению оператора

**** Рекомендуется

1. Под состоянием средства измерения понимаются следующие параметры:

- Вкл./выкл. счетчика;
- Состояние реле нагрузки;
- Событие воздействия магнитным полем;
- Событие срабатывания электронной пломбы;
- Состояние дискретных входов;
- Результат самодиагностики;
- и др. события.

2. Под состоянием объекта измерения (сетевая подстанция, вводное распределительное устройство на которых организуется учет электроэнергии) понимаются данные полученные по каналам телесигнализации и телеизмерения.

3. Под энергопотреблением понимается профиль параметров в соответствии протоколом СПОДЭС (спецификация обмена данными электронных счетчиков), включающий в себя следующую информацию:

- Метка времени;
- Потарифные показания от начала работы (число записей зависит от количества тарифов);
- Импорт активной энергии от начала работы;
- Экспорт активной энергии от начала работы;
- Реактивная энергия, импорт от начала работы;
- Реактивная энергия, экспорт от начала работы;
- Статус некачественной энергии;
- Время работы счетчика.

4.5. Требования к монтажу и местам установки оборудования.

Места установки оборудования определяются в соответствии с типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии.

4.5.1. При установке системы учёта потребителям индивидуальной застройки:

- По способу установки прибора учета:
 - для абонентов физических и юридических лиц с границей балансового разграничения на опоре – прибор учета с выносным отображающим устройством (дисплеем) подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения (split-исполнение);
 - для остальных абонентов 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;
- управление встроенным устройством управления нагрузкой по программируемым критериям:

- автоматически при превышении установленного порога мощности;
- автоматически при превышении максимального тока счетчика более чем на 5%;

- автоматически при превышения 1,15 номинального напряжения;
- автоматически при обрыве нулевого провода;
- при срабатывании датчика магнитного поля;

- передача данных от прибора учета до уровня ИВКЭ в бытовом секторе должна осуществляться дистанционно по встроенным двум взаимодублирующим и взаиморезервируемым интерфейсам передачи данных: радиоканал (RF и ZigBee) кроме того, приборы учета должны иметь возможность обеспечить функцию ретрансляции и радиомоста.;

- дальность обмена по интерфейсам RF и ZigBee должна быть не менее 100 м;

- обмен данными между прибором учета и дистанционным дисплеем должен осуществляться по радиоканалу, дальность обмена не менее 25 м;

- монтажная и сцепная арматура, необходимая для монтажа прибора учета, должна поставляться единым комплектом с приборами учета электроэнергии;

- степень защиты оболочек прибора учёта, устанавливаемого на опоре, должна быть не хуже IP 65 по ГОСТ 14254-96.

- 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);

- 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 съём 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 наличии ввода на 2, 3, 4 квартиры, осуществить разделение вводов, выполнив по 1 вводу на квартиру;

- ТРП может быть предусмотрена установка шкафа на опоре, на высоте не менее 1,7м;
- монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

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

- 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.

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

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

- 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 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 № 3 к данному

техническому заданию, и используют их при выполнении пусконаладочных работ.

4.6. 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 и каналов передачи данных определяется ТРП;
- 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 осуществляться по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи (GSM) в стандарте GPRS/LTE/UMTS; по каналам проводной связи в стандарте 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 протоколу GPRS/LTE/UMTS в сети одного из операторов связи, а в резервном режиме - по протоколу 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 mesh сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных;

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

- поддержка протокола обмена приборов учета в соответствии со спецификацией СПОДЭС (с 01.06.2018).

4.7. 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.

4.8. Метрологические и другие требования к оборудованию:

Средства измерения входящие в состав системы должны иметь:

- акт испытаний с целью утверждения типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии до начала проведения электромонтажных работ;
- 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).

4.9. Требования к электромагнитной совместимости:

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

4.10. 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, вышедших из строя модулей. 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.

4.11. Требования к документированию:

- технорабочий проект разработать в соответствии с ГОСТ 21.1101-2009, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.602-89, РД 50-34.698-90, статьями №№ 47, 48 Градостроительного кодекса РФ, ПУЭ, ПТЭ и отвечать требованиям СНиП, государственных норм и правил, действующих на территории РФ;

- решения технорабочего проекта согласовать с филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго» до начала выполнения строительно-монтажных работ;

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

- технорабочий проект и эксплуатационную документацию представить в 4 (четыре) экземплярах на бумажном носителе, в том числе один сброшюрованный. Один экземпляр в электронном виде на CD или DVD/текстовую и графическую части проекта представить в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat. Согласования предоставить в оригиналах;

- представить исполнительную документацию в 2-х экземплярах в следующем объеме:

- ведомость объемов работ;
- ведомость материалов;
- ведомость оборудования;
- обзорные чертежи.

4.12. Требования к эксплуатационной документации.

Эксплуатационная документация оформляется в соответствии с ГОСТ 2.601.-2006, ГОСТ 2.610 – 2006. 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.

4.13. 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.

4.14. Требования по 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 23000-76, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 21958-76.

4.15. Требования к защите информации от несанкционированного доступа.

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

4.15.1. 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.

4.15.2. 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.

4.16. Требования к патентной чистоте.

Патентная чистота системы учета должна обеспечиваться в отношении России.

4.17. Требования к видам обеспечения.

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

4.18. Требования к информационному обмену между уровнями системы.

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

- поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 60870-5, МЭК 61850, 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.).
- автоматическую передачу показаний счетчиков по данным потребления для непосредственного использования в системах SAP, «1С-ЖКХ».
- формирование информационных потоков целевым программным комплексом ПО «Пирамида-Сети» для удаленного сбора и передачи показаний приборов учета электрической энергии ПАО «Россети».

4.19. Требования к проведению опытной эксплуатации.

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

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

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

- о продолжительности функционирования;

- о результатах наблюдения за правильностью функционирования ПТК 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 подсистемы ПТК к приемочным испытаниям для ввода ПТК 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 ВУ 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:

- автоматический ежедневный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и отдельно 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 автоматизированную систему - 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 программном обеспечении верхнего уровня 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);
- 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 - 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;
- Завершением работы для Заказчика является переход в собственность ПАО «МРСК Юга» средств измерений (в том числе первичные преобразователи и устройства сбора и передачи данных), а так же передача в собственность программного комплекса (серверное оборудование и программное обеспечение) и обменной партии приборов учета.
- Завершением работы Энергосервисной компании по передаче системы учета в промышленную эксплуатацию считается включение всего оборудования, предусмотренного договором, под нагрузку, подписание акта по результатам опытной эксплуатации, в котором будет зафиксировано соответствие заявляемых Энергосервисной компании свойств, качеств и эксплуатационных характеристик системы на соответствие требованиям данного технического задания.

5. Требования к строительству.

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности согласно:

- правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- 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 по 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 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования»;

- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

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

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

- ГОСТ Р 8.563–96. ГСИ. «Методика выполнения 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»;

- 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.

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) и работ устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами Акта сдачи-приемки оказанных услуг по Контракту (Форма Приложение № 13).

7.3. Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования входящего в систему учета устанавливается 60 месяцев с даты подписания сторонами Акта сдачи-приемки оказанных услуг по Контракту (Форма Приложение № 13).

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 по утвержденному филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго» проекту производства работ.

9. Срок выполнения работ.

С момента заключения договора и до исполнения обязательств по договору. Стадии выполнения определяются договором.

10. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Ведущий специалист департамента реализации услуг и учета электроэнергии ПАО «МРСК Юга», (863) 307-36-10.

Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго», (8442) 96-46-00.

Начальник отдела автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго»,
(8442) 96-41-03.

11. Приложения:

Приложение №1. Перечень объектов для оснащения системой учета электроэнергии в филиале ПАО «МРСК Юга» – «Волгоградэнерго».

Приложение №2. Расчет планируемой экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении.

Приложение №3. Формы монтажных таблиц, описание требований к заполнению.

Приложение 3

Формы монтажных таблиц, описание требований к заполнению

Монтажная ведомость представляет собой таблицу, которая содержит информацию о фактически установленном оборудовании.

Требования к заполнению монтажной ведомости прибора учета:

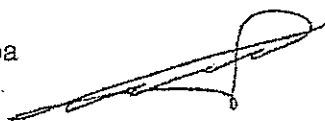
1. «№ п\п» - порядковый номер ПУ;
2. «Наименование РЭС» - РЭС филиала ДЗО ПАО «Россети» в ведении, которого находится объект проектирования;
3. «Опорная ПС» - подстанция 6-10кВ, от которой запитана по нормальной схеме ТП 0,4кВ объекта проектирования;
4. «Тип центра питания» - вариант конструктивного исполнения ТП 0,4кВ объекта проектирования;
5. «№ ТП 0,4кВ» - номер (наименование) присвоенный филиалом ДЗО ПАО «Россети» для ТП 0,4кВ объекта проектирования;
6. «Фидер №» - порядковый номер линии электропередач, отходящей от ТП 0,4кВ объекта проектирования;
7. «Нас. Пункт» - название населенного пункта, в котором установлен ПУ;
8. «Улица» - название улицы населенного пункта, в котором установлен ПУ;
9. «№ дома» - номер дома улицы населенного пункта (или квартиры), в котором установлен ПУ;
10. «ФИО потребителя (наименование юр. Потреб.)» - фамилия имя отчество потребителя - физического лица (наименование потребителя - юридического лица);
11. «Статус» - юридическое или физическое лицо;
12. «Объект учета» - например: физ. лицо, юр. лицо, балансирующий;
13. «Вариант проектного решения» - проектное решение, примененное для организации учета;
14. «Тип прибора учета» - тип ПУ, использованного для организации учета;
15. «№прибора учета» - серийный номер ПУ, использованного для организации учета;
16. «Дата установки» - день, месяц и год, когда был смонтирован ПУ;
17. «Тип ТТ» - тип ТТ, использованных для организации учета;
18. «№ ТТ фаза А» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы А;
19. «№ ТТ фаза В» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы В;
20. «№ ТТ фаза С» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы С;
21. «Коэф. ТТ» - соотношение номинального значения силы тока первичной обмотки к номинальному значению силы тока вторичной обмотки (рабочий ток);

22. «Дата поверки» - квартал и год поверки ТТ.

Требования к заполнению монтажной ведомости УСПД:

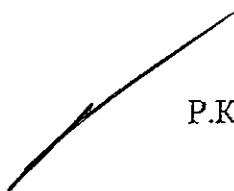
1. «№ п\п» - порядковый номер ПУ;
2. «Наименование РЭС» - отделение филиала ДЗО ПАО «Россети», в ведении которого находится объект проектирования;
3. «Опорная ПС» - подстанция 6-10кВ, от которой запитана по нормальной схеме ТП 0,4кВ объекта проектирования;
4. «Тип центра питания» - вариант конструктивного исполнения ТП 0,4кВ объекта проектирования;
5. «№ ТП 0,4кВ» - номер (наименование), присвоенный филиалом ДЗО ПАО «Россети» для ТП 0,4кВ объекта проектирования;
6. «№ тр-ра» - номер силового трансформатора ТП, к которому подключено УСПД;
7. «Вариант проектного решения» - проектное решение, примененное для монтажа УСПД;
8. «серийный №» - серийный номер установленного УСПД;
9. «№ SIM-карты» - телефонный номер, присвоенный оператором мобильной связи для SIM-карты, установленной в смонтированный GPRS-модем;
10. «Дата установки» - день, месяц и год, когда было смонтировано УСПД.

Исполняющий обязанности
заместителя генерального директора
по реализации услуг



Э.В. Леднев

Начальник департамента безопасности



Р.К. Кисленко

Начальник департамента экономики

К.А. Иорданиди

Начальник отдела антикоррупционных
комплаенс процедур



М.А. Масленников

18.03.2018