

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на проведение регламентированной процедуры
по выбору победителя на право заключения с филиалом ПАО «МРСК Юга» -
«Астраханьэнерго»
договора на поставку систем учета электроэнергии

г.Астрахань, 2018 г.

1. Общие сведения

1.1. Предмет закупки:

Право заключения договора на приобретение систем учета электроэнергии.

1.2. Наименование

«Установка приборов учета на вводе силовых трансформаторов в трансформаторных пунктах сетей филиала ПАО «МРСК Юга» – «Астраханьэнерго»»

1.3. Назначение

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

1.4. Основание для проведения работ

1.4.1. Приказ ПАО «МРСК Юга» от 04.05.2018 г. № 316 «Об организации работ, направленных на снижение уровня потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «МРСК Юга» и установке систем технического учета электроэнергии на ТП 6-10/0,4 кВ» в 2018 году.

1.4.2. Проект корректировки инвестиционной программы развития на 2018 год филиала ПАО «МРСК Юга» - «Волгоградэнерго».

1.5. Сроки поставки продукции

- предельный срок поставки – 30 календарных дней с момента подачи заявки;
- условия оплаты – в течение 30 дней с момента фактической передачи продукции в распоряжение покупателя;

1.6. Ценовые показатели:

- предельная стоимость планируемой к организации системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных **37 035 041,65 руб.**, в том числе НДС 18% – **5 649 413,13 руб.**

- в стоимость продукции должны входить все расходы и затраты, связанные с доставкой оборудования на склад Заказчика, обязательные платежи и материалы.

1.7. Источник финансирования

Инвестиционная программа развития (ИПР 2018-2023г.).

1.8. Технические характеристики оборудования

- Технические характеристики приборов учета приведены в Приложении №1. К поставке допускаются системы учета электроэнергии соответствующие техническим требованиям СТО 34.01-5.1-002-2014 «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах ПАО «МРСК Юга».

2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 1 квартала 2018 года.

2.2. Все используемое оборудование должно соответствовать требованиям климатического исполнения 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) 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. Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 31818.11-2012 Часть 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 31819.22-2012 Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 31819.21-2012 Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ 31819.23-2012 «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».

3. Состав и содержание работ

Все работы выполняются силами организации поставщика, включают в себя следующие работы:

- поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;
- комплектация оборудования и материалов;
- согласование с Заказчиком планов-графиков поставки оборудования;

4. Требования к поставляемому оборудованию

4.1. Требования к приборам учета электроэнергии

Типы поставляемых 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 допускается монтаж в щит учета, или в существующую ячейку (релейный отсек, на внешнюю панель ячейки и т.д.) – в соответствии рекомендациями «Типовые технические решения ОАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии», утвержденными распоряжением ОАО «Россети» от 06.04.2015 № 166р. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем.

Тип корпуса – с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку.

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

Маркировка приборов учета должна соответствовать ГОСТ 25372-95 и ГОСТ 31818.11-2012.

Комплект поставки прибора учета электроэнергии должен включать:

- прибор учета электроэнергии;
- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601-2013;
- 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.

4.1.1. 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:

- 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 [оптопорт] и удаленно [по встроенному GSM/GPRS-модулю];
 - разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
 - наличие встроенного 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 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. Допускается визуализация факта события отдельной индикацией.
- 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;
 - дата и время воздействия сверхнормативного магнитного воздействия индукцией свыше 200 мТл для постоянного и 100 мТл для переменного магнитного поля;
 - 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 батареи в приборе учета для обеспечения хода внутренних часов реального времени;

- автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;
- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

Общие 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			
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	3х230/400В	3х230/400В	3х57,7/100В
Номинальный (максимальный) ток, А	5А (60А)/(80А); 10А (100А)	5А(10А)/(60А)/(80А)/(100А); 10А (100А)	1 (2); 5 (10)	
Ток чувствительности, не хуже ¹	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; - параллельной цепью при наличии встроенных модулей 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		не более 6,0 Вт (30,0 В•А); -не более 0,9 В•А; -не более 3,0 Вт
Количество направлений учёта	1 (или 2 –опция)	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)	-	Любой уровень напряжения в диапазоне 9 – 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			
Конструктивное исполнение	по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54			
Встроенные энергонезависимые часы реального времени	точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +60°С и с возможностью внешней коррекции хода часов			

¹ I_B - Базовый ток, значение является исходным для установления требований к прибору с непосредственным включением;

$I_{ном}$ - номинальный ток, значение является исходным для установления требований к прибору полукосвенного и косвенного включения.

Предустановленное время	[Административный населенный пункт] (UTC+__)		
Длительность сохранения хода часов при отключенном питании	не менее 10 лет		
Время начального запуска, не более	5 с с момента подачи напряжения		
Наработка на отказ, не менее часов	100 000		
Средний срок службы, не менее лет	20		
Гарантийный срок эксплуатации, лет	Не менее 5		
Управление нагрузкой			
Управление нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение	Встроенное реле	внешняя команда по интерфейсной связи	
Тарификация			
Количество тарифных зон	не менее 4-х		
Число тарифов	не менее 4-х		
Предустановленное тарифное расписание	Установить __ тарифа, в будни: тариф 1: чч-мм до чч-мм тариф 2: чч-мм до чч-мм тариф 3: чч-мм до чч-мм тариф 4: чч-мм до чч-мм <u>в субботу и воскресенье, нерабочие праздничные дни:</u> тариф 2: чч-мм до чч-мм		
Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны	24 ч		
Дискретность установки интервала действия тарифной зоны	30-60 мин		
Цифровые интерфейсы			
RS-485 (за исключением Split исполнения)	не менее 1 (скорость обмена не менее 9600 бит/с)	не менее 1 (скорость обмена не менее 9600 бит/с)	
оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107)	1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с)		
Ethernet	Опция, при наличии скорости передачи данных не менее 10 Мбит/с		1 (скорость передачи данных не менее 10 Мбит/с)

Оборудование связи				
Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации)	PLC			-
	RF(ZigBee, LoRa и подобных), мощность не более 10 мВт			
	LTE/UMTS/GPRS/GSM			
Мониторинг параметров сети и показателей качества электроэнергии				
Измерение показателей качества электроэнергии в диапазоне рабочих напряжений	Положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты			Положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты, длительность и глубина провала напряжения
Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии	класс S ² с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47.5 до 52.5 Гц			
Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры				
Фазное напряжение в каждой фазе	да			
Линейное напряжение	-	да		
Фазный ток в каждой фазе	да	Да	Да	да
Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная)	да			
Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе	да			
Ток в нулевом проводе	Да	Нет		
Небаланс токов в фазном и нулевом проводах	Да	Нет		
Частота сети	да			

² Обязательно с 01.01.2019 года.

базовая (максимальная) сила тока приборов учета электрической энергии указывается в спецификации.

4.3. Требования к надёжности и безопасности.

Комплекс технических средств системы учета с удаленным 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.

4.4. Метрологические и другие требования к оборудованию:

Средства измерения, предлагаемые к поставке 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).

4.5. Требования к электромагнитной совместимости:

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

4.6. 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 Поставщика, вышедших из строя модулей в период гарантийного срока. Состав и количество модулей в ЗИП определяется договором;
- 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.

4.7. Требования к безопасности.

- Компоненты системы учета должны 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».

5. Гарантийные обязательства.

5.1. Гарантии качества распространяются на все поставляемое оборудование, конструктивные элементы поставленные Поставщиком по настоящему договору и ЗИП.

5.2. Гарантийный срок нормальной эксплуатации поставленного оборудования и ЗИП устанавливается 60 месяцев с даты подписания сторонами акта приёмки-передачи оборудования.

5.3. Если в период гарантийного срока обнаружатся дефекты, то Поставщик обязан их устранить за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки, либо возместить Заказчику

затраты на их устранение.

При выявлении дефекта Поставщик 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.

6. Особые условия.

7. Срок выполнения работ.

7.1. Поставка продукции, входящей в предмет Договора, осуществляется по графику на основании поданных заявок Заказчика.

7.2. Поставка оборудования, указанного в Приложении № 1 «Количество оборудования и технические характеристики» должна осуществляться Подрядчиком на склад по адресу: Склад №1 филиала ПАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» (414022 г. Астрахань, ул. шоссе Энергетиков, 1).

7.3. Период действия договора поставки – с момента заключения и по декабрь 2018 года в части подачи Заявок и до полного исполнения своих обязательств Сторонами в части поставки и оплаты Товара.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга» – «Астраханьэнерго», (8512) 79-31-42.

Начальник отдела автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга» – «Астраханьэнерго», (8512) 79-32-36.

11. Приложения:

Приложение №1. Технические характеристики устанавливаемого оборудования.

Приложение №1.

Технические характеристики устанавливаемого оборудования.

№ п.п	Наименование продукции (полные технические характеристики, комплектация, предпочтительные типы, марки или аналоги)	Ед.изм.	Кол-во
1	Трехфазный счетчик со встроенным GSM-модемом Класс точности при измерении активной/реактивной энергии не хуже 0,5S/0,5 Ток чувствительности не хуже 0,001I_B Частота измерительной сети, Гц 50 Номинальное напряжение, В 3х230/400 Базовый (максимальный) ток, А 5(10) Межповерочный интервал не менее 16 лет; Количество направлений учёта – 2; Потребляемая мощность параллельной цепи, не более, 6,0 Вт (30,0 В*А); Полная потребляемая мощность последовательной цепи, не более, 0,9 В*А Полная мощность, потребляемая параллельно цепью при наличии встроенных модулей связи не более 3,0 Вт; Управление нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение - внешняя команда по интерфейсной связи; Диапазон рабочих температур, °С от минус 40 до плюс 70 Требования по способу защиты от поражения электрическим током - ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II Конструктивное исполнение – по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54 Встроенные энергонезависимые часы реального времени - точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +70°С и с возможностью внешней коррекции хода часов; Предустановленное время - [Административный населенный пункт] Габаритные размеры, не более, мм 215 x 175 x 72 Длительность хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет. Время начального запуска, не более - 5 с с момента подачи напряжения; Наработка на отказ, не менее часов - 220 000; Средний срок службы, не менее лет – 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации, лет - не менее 5; Число тарифных зон – не менее 4; Число тарифов – не менее 4; Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 ч; Дискретность установки интервала действия тарифной зоны - из ряда: 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 мин; Оптический порт (протокол обмена, соответствующий МЭК 61107) - 1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с); Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации) - GPRS/GSM;	шт.	2075

	Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры: – 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;		
2	Трехфазный счетчик со встроенным GSM-модемом Класс точности при измерении активной/реактивной энергии не хуже 1,0/1,0 Ток чувствительности не хуже 0,002I_B Частота измерительной сети, Гц 50 Номинальное напряжение, В 3х230/400 Базовый (максимальный) ток, А 5(100) Межповерочный интервал не менее 16 лет; Количество направлений учёта – 1; Потребляемая мощность параллельной цепи, не более, 6,0 Вт (30,0 В*А); Полная потребляемая мощность последовательной цепи, не более, 0,9 В*А Полная мощность, потребляемая параллельно цепью при наличии встроенных модулей связи не более 3,0 Вт; Диапазон рабочих температур, °С от минус 40 до плюс 70 Требования по способу защиты от поражения электрическим током - ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II Конструктивное исполнение - по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54 Встроенные энергонезависимые часы реального времени - точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +70°С и с возможностью внешней коррекции хода часов; Предустановленное время - [Административный населенный пункт] Габаритные размеры, не более, мм 215 x 175 x 72 Длительность хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет. Время начального запуска, не более - 5 с с момента подачи напряжения; Наработка на отказ, не менее часов - 220 000; Средний срок службы, не менее лет – 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации, лет - не менее 5; Число тарифных зон – не менее 4; Число тарифов – не менее 4;		435

	Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 ч; Дискретность установки интервала действия тарифной зоны - из ряда: 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 мин; Оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107) - 1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с); Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации) - GPRS/GSM; Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры: – 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;		
--	--	--	--