

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1082 от 30.05.2017 г.)

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «TPP Smart Metering»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «TPP Smart Metering» (далее АИИС КУЭ) предназначены для измерения и учета потребленной активной и реактивной электрической энергии и мощности потребителей в многоквартирных жилых домах, в частных домах, на промышленных и непромышленных объектах юридических лиц, оборудованных электроустановками напряжением не выше 0,4 кВ, автоматического сбора, хранения и отображения измерительной информации, передачи учетной информации гарантированным поставщикам электрической энергии и сетевым организациям с целью коммерческого и статистического учета.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональные, многоуровневые системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение суточных значений активной и реактивной электрической энергии нарастающим итогом;
- измерение значений активной и реактивной электрической энергии нарастающим итогом на интервале месяца;
- измерение средних значений мощности активной и реактивной электрической энергии на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в сутки) автоматический и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений значений электрической энергии и мощности с заданной дискретностью учета (30 минут, сутки, месяц);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений данных о состоянии средств измерений со стороны организаций-участников розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й-уровень - информационно-измерительный комплекс точек измерений, включающий:

- трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 класса точности 0,5S указанные в табл. 11;

- трехфазные счетчики активной и реактивной электрической энергии КТ 0,2S или 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005, КТ 1,0 или 2,0 по ГОСТ Р 52322-2005, КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ Р 52425-2005 с непосредственным включением или через трансформатор тока в соответствии с типами, указанными в таблице 11 и оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485;

- однофазные счетчики активной электрической энергии КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ Р 52322-2005 непосредственно включения в соответствии с типами, указанными в таблице 11, оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485 (M-Bus);

- каналообразующая аппаратура (ретрансляторы РТ-01 и коммуникационный шлюз ШЛ-ZB-02) или устройство сбора и передачи данных ComMod А (Госреестр СИ № 55095-13).

2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:

- сервер баз данных центра сбора и обработки данных (далее Сервер БД ЦСОД) гарантирующего поставщика или электросетевой компании или иного владельца АИИС КУЭ;

- программное обеспечение «Пирамида 2000» или программное обеспечение «Энфорс АСКУЭ БП»;

- система обеспечения единого времени (далее СОЕВ) на базе приемника сигналов точного времени с серверов точного времени сети Интернет по NTP протоколу или приемника сигналов точного времени из системы GPS/ГЛОНАС.

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчики измеряют действующие (среднеквадратические) значения напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Результаты измерений электрической энергии передаются в цифровом формате на сервер гарантирующего поставщика, электросетевой компании или владельца АИИС КУЭс целью обеспечения коммерческих расчетов.

Передача информации на верхний уровень АИИС КУЭ организована на базе встроенных в счетчики радиомодемов и коммуникационного шлюза ШЛ-ZB-02 или через интерфейс RS-485 счетчиков и устройство сбора и передачи данных ComMod А. Коммуникационное оборудование обеспечивает ретрансляцию измерительной информации передаваемой счетчиками через ZigBee сеть или через интерфейс RS485 на сервер ИВК по GPRS/TCP-IP протоколу. Для повышения надежности передачи данных по сети ZigBee применяются дополнительные маршрутизаторы-ретрансляторы РТ-01.

На втором уровне системы выполняется дешифрование поступающей измерительной информации в соответствии с протоколом SSL128, идентификация поступивших данных в соответствии с протоколом обмена счетчиков, обработка и хранение измерительной информации с возможностью последующего оформления справочных и отчетных документов.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера БД ЦСОД гарантирующего поставщика, электросетевой компании или владельца АИИС КУЭ в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД ЦСОД и часов счетчиков превосходит 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и ЦСОД АИИС КУЭ.

Журнал событий счетчиков электрической энергии отражает: время (дата, часы, минуты) коррекции часов.

Состав измерительных каналов приводится в паспорте, оформляемом на каждый экземпляр изготавливаемой АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

ПО «ПИРАМИДА 2000» и ПО «Энфорс АСКУЭ БП» предназначены для сбора, обработки, хранения и передачи информации об энергопотреблении, а так же ее отображении, распечатки с помощью принтера и передачи в установленных форматах.

Идентификационные данные ПО представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «ПИРАМИДА 2000»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3.0	E55712D0-B1B21906-5D63DA94-9114DAE4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3.0	B1959FF7-0BE1EB17-C83F7B0F-6D4A132F	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3.0	D79874D1-0FC2B156-A0FDC27E-1CA480AC	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3.0	52E28D7B-608799BB-3CCEA41B-548D2C83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3.0	6F557F88-5B737261-328CD778-05BD1BA7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3.0	48E73A92-83D1E664-94521F63-D00B0D9F	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3.0	C391D642-71ACF405-5BB2A4D3-FE1F8F48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3.0	ECF53293-5CA1A3FD-3215049A-F1FD979F	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3.0	530D9B01-26F7CDC2-3ECD814C-4EB7CA09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3.0	1EA5429B-261FB0E2-884F5B35-6A1D1E75	MD5

ПО «ПИРАМИДА 2000» аттестовано на соответствие нормативной документации на программное обеспечение, свидетельство № АПО-209-15 об аттестации программного обеспечения «ПИРАМИДА 2000» от 26 октября 2011 г., выданное ФГУП «ВНИИМС» и имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ БП»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Энфорс БП	bp_admin.exe	-	366E02B1-081B1AE5-9A8D8710-268D792B	MD5
Энфорс БП	bp_gr_config.exe	-	DB5C9041-6F6D2897-6E9FD5D9-78E5C0C5	MD5
Энфорс БП	bp_opcon.exe	-	EDC3D270-B5BD74B2-EE3E32EA-A677C7FD	MD5
Энфорс БП	bp_request.exe	-	5DDFA53D-5CC5AEBB-E4A2D978-5214FAAC	MD5
Энфорс БП	EnfLogon.exe	-	E223EEDD-A21A4617-99B088A8-502D2560	MD5

Уровень защиты от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует «С».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 3 - 10.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество информационно-измерительных каналов (ИИК)	от 1 до 1600 (в зависимости от конкретного исполнения)
Номинальное напряжение на присоединениях, В	230; 400
Допускаемое отклонение напряжения от номинального, %	±10
Номинальная частота, Гц	50

Продолжение таблицы 3

1	2
Допускаемое отклонение частоты от номинальной, %	± 1
Базовый ток (I_B), А	5; 10
Максимальный ток (I_{max}), А	100 (для ИИК без ТТ)
Номинальный первичный ток (I_n), А	от 50 до 1500 (для ИИК с ТТ)
Номинальный вторичный ток (I_h), А	5
Коэффициент мощности	от 0,5 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с/сутки	± 5
Глубина хранения измерительной информации в однофазных и трехфазных счетчиках: - значений энергий нарастающим итогом на конец/начало месяца по каждому тарифу, месяцев, не менее - значений энергий нарастающим итогом на конец/начало суток по каждому тарифу, суток, не менее - профилей мощности по видам энергий, суток, не менее	 12 35 35
Глубина хранения измерительной информации в базе данных сервера центра сбора и обработки информации, лет, не менее	3,5

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,2S/0,5 и трансформаторы тока КТ 0,5S) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\phi/\sin\phi$	$1 \% I_{hom} \leq I < 5 \% I_{hom}$		$5 \% I_{hom} \leq I < 20 \% I_{hom}$		$20 \% I_{hom} \leq I < 100 \% I_{hom}$		$100 \% I_{hom} \leq I \leq 120 \% I_{hom}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	$\pm 1,7$	-	$\pm 0,9$	-	$\pm 0,7$	-	$\pm 0,7$	-
	0,8/0,5	$\pm 2,8$	$\pm 5,9$	$\pm 1,5$	$\pm 3,6$	± 1	$\pm 3,0$	± 1	$\pm 3,0$
	0,5/1,0	$\pm 5,3$	$\pm 3,0$	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-	$\pm 0,9$	-
	0,8/0,5	$\pm 3,1$	$\pm 7,5$	$\pm 2,1$	$\pm 5,8$	$\pm 1,8$	$\pm 5,4$	$\pm 1,8$	$\pm 5,4$
	0,5/1,0	$\pm 5,6$	$\pm 4,4$	$\pm 3,3$	$\pm 4,0$	$\pm 2,7$	$\pm 4,0$	$\pm 2,7$	$\pm 4,0$

Таблица 5 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,5S/1,0 и трансформаторы тока КТ 0,5S) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение cosφ/sinφ	1 % $I_{\text{ном}} \leq I < 5 \% I_{\text{ном}}$		5 % $I_{\text{ном}} \leq I < 20 \% I_{\text{ном}}$		20 % $I_{\text{ном}} \leq I < 100 \% I_{\text{ном}}$		100 % $I_{\text{ном}} \leq I \leq 120 \% I_{\text{ном}}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±2,1	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
	0,8/0,5	±3	±5,9	±1,9	±3,6	±1,3	±3,0	±1,3	±3,0
	0,5/1,0	±5,4	±3,0	±2,9	±2,4	±2	±2,3	±2	±2,3
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±2,8	-	±2,3	-	±2,2	-	±2,2	-
	0,8/0,5	±3,9	±7,5	±3,1	±5,8	±2,8	±5,4	±2,8	±5,4
	0,5/1,0	±6,3	±4,4	±4,4	±4,0	±3,8	±4,0	±3,8	±4,0

Таблица 6 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 1,0/2,0 и трансформаторы тока КТ 0,5S) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение cosφ/sinφ	1 % $I_{\text{ном}} \leq I < 5 \% I_{\text{ном}}$		5 % $I_{\text{ном}} \leq I < 20 \% I_{\text{ном}}$		20 % $I_{\text{ном}} \leq I < 100 \% I_{\text{ном}}$		100 % $I_{\text{ном}} \leq I \leq 120 \% I_{\text{ном}}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 1,0/2,0)	1,0	±2,6	-	±1,8	-	±1,7	-	±1,7	-
	0,8/0,5	±3,5	±6,9	±2,2	±5,0	±2,0	±4,6	±2,0	±4,6
	0,5/1,0	±5,7	±4,2	±3,2	±3,9	±2,6	±3,9	±2,6	±3,9
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 1,0/2,0)	1,0	±4,2	-	±3,7	-	±3,7	-	±3,7	-
	0,8/0,5	±5,2	±12	±4,5	±11	±4,4	±10,8	±4,4	±10,8
	0,5/1,0	±7,3	±7,7	±5,6	±7,6	±5,2	±7,6	±5,2	±7,6

Таблица 7 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 1,0/2,0) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\phi/\sin\phi$	5 % $I_6 \leq I < 10 \% I_6$		10 % $I_6 \leq I < 20 \% I_6$		20 % $I_6 \leq I < 100 \% I_6$		100 % $I_6 \leq I \leq I_{\max}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (счетчик 1,0/2,0)	1,0	± 2	-	$\pm 1,6$	-	$\pm 1,6$	-	$\pm 1,6$	-
	0,8/0,5	$\pm 2,1$	$\pm 4,5$	$\pm 2,1$	$\pm 4,2$	$\pm 1,7$	$\pm 4,2$	$\pm 1,7$	$\pm 4,2$
	0,5/1,0	$\pm 2,3$	$\pm 4,2$	$\pm 2,3$	$\pm 3,9$	$\pm 1,9$	$\pm 3,9$	$\pm 1,9$	$\pm 3,9$
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (счетчик 1,0/2,0)	1,0	$\pm 3,8$	-	$\pm 3,6$	-	$\pm 3,6$	-	$\pm 3,6$	-
	0,8/0,5	$\pm 4,6$	$\pm 10,8$	$\pm 4,6$	$\pm 10,6$	$\pm 4,4$	$\pm 10,6$	$\pm 4,4$	$\pm 10,6$
	0,5/1,0	$\pm 5,1$	$\pm 7,7$	$\pm 5,1$	$\pm 7,6$	$\pm 4,9$	$\pm 7,6$	$\pm 4,9$	$\pm 7,6$

Таблица 8 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 2,0/2,0) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\phi/\sin\phi$	5 % $I_6 \leq I < 10 \% I_6$		10 % $I_6 \leq I < 20 \% I_6$		20 % $I_6 \leq I < 100 \% I_6$		100 % $I_6 \leq I \leq I_{\max}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (счетчик 2,0/2,0)	1,0	$\pm 3,3$	-	$\pm 3,3$	-	$\pm 2,8$	-	$\pm 1,6$	-
	0,8/0,5	$\pm 3,4$	$\pm 4,5$	$\pm 3,4$	$\pm 4,2$	± 3	$\pm 4,2$	$\pm 1,7$	$\pm 4,2$
	0,5/1,0	$\pm 3,8$	$\pm 4,2$	$\pm 3,8$	$\pm 3,9$	$\pm 3,4$	$\pm 3,9$	$\pm 1,9$	$\pm 3,9$
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (счетчик 2,0/2,0)	1,0	$\pm 7,3$	-	$\pm 7,3$	-	$\pm 7,1$	-	$\pm 7,1$	-
	0,8/0,5	$\pm 8,5$	$\pm 10,8$	$\pm 8,5$	$\pm 10,6$	$\pm 8,4$	$\pm 10,6$	$\pm 8,4$	$\pm 10,6$
	0,5/1,0	$\pm 10,5$	$\pm 7,7$	$\pm 10,5$	$\pm 7,6$	$\pm 10,3$	$\pm 7,6$	$\pm 10,3$	$\pm 7,6$

Таблица 9 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 1,0) при измерении активной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$5 \% I_6 \leq I < 10 \% I_6$	$10 \% I_6 \leq I < 20 \% I_6$	$20 \% I_6 \leq I < 100 \% I_6$	$100 \% I_6 \leq I \leq I_{\max}$
Отапливаемые помещения					
Однофазные присоединения (счетчик 1,0)	1	± 2	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,8	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах класса защиты IP54					
Однофазные присоединения (счетчик 1,0)	1	$\pm 3,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
	0,8	$\pm 4,6$	$\pm 4,6$	$\pm 4,4$	$\pm 4,4$
	0,5	$\pm 5,1$	$\pm 5,1$	$\pm 4,9$	$\pm 4,9$

Таблица 10 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 2,0) при измерении активной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$5 \% I_6 \leq I < 10 \% I_6$	$10 \% I_6 \leq I < 20 \% I_6$	$20 \% I_6 \leq I < 100 \% I_6$	$100 \% I_6 \leq I \leq I_{\max}$
	1	2	3	4	5
Отапливаемые помещения					
Однофазные присоединения (счетчик 2,0)	1	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$
	0,8	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$	± 3	± 3
	0,5	$\pm 3,8$	$\pm 3,8$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах класса защиты IP54					
Однофазные присоединения (счетчик 2,0)	1	$\pm 7,3$	$\pm 7,3$	$\pm 7,1$	$\pm 7,1$
	0,8	$\pm 8,5$	$\pm 8,5$	$\pm 8,4$	$\pm 8,4$
	0,5	$\pm 10,5$	$\pm 10,5$	$\pm 10,3$	$\pm 10,3$

Таблица 11 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °C: - трансформаторов тока, счетчиков	от минус 40 до 45 (при установке счетчиков в неотапливаемых помещениях и вне помещений в защитных корпусах со степенью защиты не хуже IP 54) или от 15 до 30 (при установке счетчиков в отапливаемых помещениях) от 15 до 30
- УСВ	

Продолжение таблицы 11

1	2
Средняя наработка системы на отказ, ч, не менее	35000
Средний срок службы системы, лет, не менее	18

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии однофазный - среднее время наработки на отказ, не менее 140000 ч, средний срок службы, не менее 30 лет;
- счетчик электрической энергии трехфазный - среднее время наработки на отказ, не менее 140000 ч, средний срок службы, не менее 30 лет;
- трансформатор тока - средняя наработка до отказа, не менее 90000 часов, средний срок службы, не менее 25 лет.

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электрической энергии по телефонной радиосети стандарта GSM 900/1800 в соответствии с протоколом GPRS/TCP-IP;

§ регистрация событий:

- в журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- испытательной колодки;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД ЦСОД.

Глубина хранения информации:

§ трехфазный счетчик - суточные показания электрической энергии не менее 35 суток;

§ однофазный счетчик - суточные показания электрической энергии не менее 35 суток;

§ сервер БД ЦСОД - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится типографским или иным способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии «TPP Smart Metering».

Комплектность средства измерений

Таблица 12 - Комплектность средства измерений

Наименование и тип компонентов	Номер Госреестра СИ РФ	Кол-во
1	2	3
Трансформаторы тока*		
ТШП; ТШЛ; ТЛШ; ТНШЛ; ТШЛГ, КТ 0,5S	47957-11	
ТОП; ТОЛК; ТЛК, КТ 0,5S	47959-11	

Продолжение таблицы 12

1	2	3
Т-0,66, КТ 0,5S	22656-07	
ТШ-0,66, КТ 0,5S	22657-07	
ТШЛ-0,66с, КТ 0,5S	3688-05	
ТСН, КТ 0,5S	26100-03	
Т-0,66 МУ 3, КТ 0,5S	50733-12	
ТТИ, КТ 0,5S	28139-07	
Счетчик электрической энергии*		
	Однофазный	
СЕ102 КТ 1,0 (2,0)	33820-07	
Меркурий 206, КТ 1,0 (2,0)	46746-11	
Меркурий 203, КТ 1,0 (2,0)	31826-10	
СХ 1000-5, КТ 1,0 (2,0)**	46959-11	
СЭБ-1ТМ.02, КТ 1,0 (2,0)	47041-11	
СЭБ-2А.07, КТ 1,0 (2,0)	25613-12	
ЭЦР-2400, КТ 1,0(2,0)**	30557-11	
ЦЭ2726А, КТ 1,0(2,0)**	43737-10	
ЕС2726, КТ 1,0(2,0)**	48578-11	
	Трехфазный	
СЕ303, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	33446-08	
СЕ301, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	34048-08	
Меркурий 230, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	23345-07	
Меркурий 233, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	34196-10	
ПСЧ-3АР.06Т, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	47121-11	
ПСЧ-4ТМ.05МК, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	46634-11	
ПСЧ-4ТМ.05МД, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	51593-12	
ПСЧ-4ТМ.05Д, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	41135-09	
ПСЧ-4ТМ.05М, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	36355-07	
ПСЧ-4ТМ.05, КТ 0,5S (1,0)/1,0(2,0)	27779-04	
Альфа А1140, КТ 0,5S /1,0	33786-07	
Альфа А1800, КТ 0,5S /1,0	31857-11	
Каналообразующая аппаратура*		
Коммуникационный шлюз	-	
Ретранслятор цифровой беспроводной		
Устройство сбора и передачи данных ComMod A (для применения со счетчиками, оборудованными интерфейсами RS485)	55095-13	
Информационно-вычислительный комплекс*		
Сервер сбора и передачи данных Гарантирующего поставщика электрической энергии или Заказчика, с доступом к сети Интернет	-	
Сервер баз данных Гарантирующего поставщика электриче- ской энергии или Заказчика, с доступом к сети Интернет	-	
Автоматизированное рабочее место пользователя, с доступом к сети Интернет	-	
Программное обеспечение «Пирамида 2000»	-	
Программное обеспечение «Энфорс АСКУЭ БП»	-	
Устройство синхронизации системного времени*		
Устройство синхронизации системного времени УСВ - 1	28716-05	1
Приемник сигналов точного времени по протоколу NTP	-	1

Продолжение таблицы 12

1	2	3
Эксплуатационная документация на АИИС КУЭ		
Ведомость эксплуатационных документов ТПГК.411711.001 ВЭ		1 комплект
Паспорт ТПГК.411711.001 ПС		1 комплект
Руководство по эксплуатации ТПГК.411711.001 РЭ		1 комплект
Эксплуатационная документация на компоненты		
Паспорт-протокол измерительного комплекса		
Паспорт трансформаторов тока		
Паспорт счетчиков электрической энергии		
Паспорт коммуникационного шлюза		
Паспорт ретранслятора цифрового беспроводного		
*Допускается комплектовать АИИС КУЭ любым из указанных типов оборудования в количестве согласно документации производителя.		
**Применяются только с ПО «Энфорс АСКУЭ БП»		

Проверка

осуществляется по документу 432-130-2017 МП «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «TPP Smart Metering». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Тест-Санкт-Петербург» 14.04.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока-по ГОСТ 8.217-2003;
- счетчиков электрической энергии - по документам на поверку, указанным в Описании типа средства измерений;
- УСПД по документам на поверку, указанным в Описании типа средства измерений;
- модуль коррекции времени МКВ-02Ц по документу МС2.000.009 МП «Модуль коррекции времени МКВ-02Ц. Методика поверки», согласованному с ФБУ «Тест-С.-Петербург» в апреле 2010 г.

- термометр, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °C, цена деления 1 °C;

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится в паспорт и на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам автоматизированным информационно-измерительным коммерческого учета электрической энергии и мощности «TPP Smart Metering»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ТУ 411711.001-2013 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности «TPP Smart Metering». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТелеПозиционный Проект» (ООО «ТПП»)
ИНН 7813382398

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Арсенальная, д. 1, корп. 2

Юридический адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, ул. Куйбышева, д. 26, корпус 2, литер А,
пом. 29Н

Телефон: +7 (812) 329-56-73, факс: +7 (812) 331-41-80

Web-сайт www.telemetria.ru

E-mail: info@telemetria.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»
(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: +7 (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: +7 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » 2017 г.