

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering SE» (далее АИИС КУЭ) предназначены для измерения и учета потребленной активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматического сбора, хранения и отображения измерительной информации, передачи учетной информации гарантирующим 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 месяц;
- 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 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 0,5 или 0,5S трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 класса точности 0,5, указанные в табл. 16;
- трехфазные счетчики активной и реактивной электрической энергии КТ 0,2S или 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012, КТ 1,0 или 2,0 по ГОСТ 31819.21, КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ 31819.23-2012 с непосредственным включением или через трансформатор тока, указанными в табл. 16 и оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485;

- 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, указанными в табл. 16 и оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485;

- однофазные счетчики активной электрической энергии КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ 31819.21-2012 непосредственно включения, указанными в табл. 16, оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485 (M-Bus);

- однофазные счетчики активной электрической энергии КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ Р 52322-2005 непосредственно включения, указанными в табл. 16, оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485 (M-Bus);

- каналообразующая аппаратура (ретрансляторы РТ-01 и коммуникационный шлюз ШЛ-ZB-02), GSM-модем стандарта 900/1800).

2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя:

- устройство сбора и передачи данных ComMod А ТПК.426483.010 ТУ (Госреестр СИ № 55095-13).

3-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 (ПО) «Пирамида 2000» или ПО «Энфорс АСКУЭ БП» или ПО «Энфорс 442» или ПО «АльфаЦЕНТР»;

- 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 токи и напряжения 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 КУЭ с 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 GSM модемы или устройства сбора и передачи данных. 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 третьем 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 показаний 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», ПО «Энфорс АСКУЭ БП», ПО «Энфорс 442» и ПО «Аль-фаЦЕНТР» 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 табл. 1, 2, 3 и 4.

Таблица 1. Идентификационные данные ПО «ПИРАМИДА 2000»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fd c27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Экспертиза ПО «ПИРАМИДА 2000» на соответствие требованиям нормативной документации проведена ФГУП «ВНИИМС» 26.10.11. Уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Таблица 2. Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ БП»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Энфорс БП	bp_admin.exe	Не ниже 5.0	Цифровой идентификатор отсутствует	md5
Энфорс БП	bp_gr_config.exe	Отсутствует	db5c90416f6d28976e9fd5d978e5c0c5	md5
Энфорс БП	bp_orcon.exe	Отсутствует	edc3d270b5bd74b2ee3e32eaa677c7fd	md5
Энфорс БП	bp_request.exe	Отсутствует	5ddfa53d5cc5aebbe4a2d9785214faac	md5
Энфорс БП	EnfLogon.exe	Отсутствует	e223eedda21a461799b088a8502d2560	md5
Энфорс БП	Collector_energy.exe	1.0	96a0aa74ba84f35fb8bb0a994a1c33d2	md5

Уровень защиты ПО «Энфорс АСКУЭ БП» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню: «ВЫСОКИЙ» в соответствии с разделом 5.3 Р 50.2.077-2014.

Таблица 3. Идентификационные данные ПО «Энфорс 442»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Admin.exe	Nforce.Energy.Admin	4.1	dd0eac39372a3ce2dd25d974883283a1	MD5
Collector.exe	Collector.exe	4.1	89cd10584c052a73e0aeb55db04887f8	MD5
Configurator.exe	Nforce.Energy.ConfigMaster	4.1	26f6858d87c2ead39cbbc30848257736	MD5
Reports.exe	Nforce.Energy.BpLight	4.1	a589672cd933ee8b51b6a6ed1c1c5213	MD5

Уровень защиты ПО «ЭНФОРС 442» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню: «ВЫСОКИЙ» в соответствии с разделом 5.3 Р 50.2.077-2014.

Таблица 4. Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «АльфаЦЕНТР»	ac_metrology.dll	12.01	3E736B7F380836F44CC8E69F7BD211C54	MD5

Экспертиза ПО «АльфаЦЕНТР» на соответствие требованиям нормативной документации проведена ФГУП «ВНИИМС» 31.05.12. Уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Количество информационно-измерительных каналов (ИИК)	от 1 до 1600 (в зависимости от конкретного исполнения)
Номинальное напряжение на присоединениях, кВ	0,23; 0,4; 6; 10

Допускаемое отклонение напряжения от номинального, %	±10
Номинальная частота, Гц	50
Допускаемое отклонение частоты от номинальной, %	±1
Базовый ток (I _б), А	5; 10
Максимальный ток (I _{макс.}), А	100 (для ИИК без ТТ)
Номинальный первичный ток (I _н), А	от 50 до 3000 (для ИИК с ТТ)
Номинальный вторичный ток (I _н), А	5
Коэффициент мощности	от 0,5 до 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С:	
– трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, счетчиков, УСПД ComMod А	от минус 40 до 45 (при установке счетчиков в не отапливаемых 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)
– УСВ	от 15 до 30
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	12
– значений энергий нарастающим итогом на конец/начало суток по каждому тарифу, суток, не менее	35
– профилей мощности по видам энергий, суток, не менее	35
Глубина хранения измерительной информации в базе данных сервера центра сбора и обработки информации, лет, не менее	3,5
Средняя наработка системы на отказ, ч, не менее	35000
Средний срок службы системы, лет, не менее	18

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 5 – 15.

Таблица 5. 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 $\cos\phi/\sin\phi$	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$		$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2I_{\text{НОМ}}$		$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I < I_{\text{НОМ}}$		$I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,7	–	±0,9	–	±0,7	–	±0,7	–
	0,8/0,5	±2,8	±5,9	±1,5	±3,6	±1	±3,0	±1	±3,0
	0,5/1,0	±5,3	±3,0	±2,7	±2,4	±1,8	±2,3	±1,8	±2,3
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,8	–	±1,1	–	±0,9	–	±0,9	–
	0,8/0,5	±3,1	±7,5	±2,1	±5,8	±1,8	±5,4	±1,8	±5,4
	0,5/1,0	±5,6	±4,4	±3,3	±4,0	±2,7	±4,0	±2,7	±4,0

Таблица 6. 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 $\cos\phi/\sin\phi$	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$		$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2I_{\text{НОМ}}$		$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I < I_{\text{НОМ}}$		$I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	
		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 7. 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 $\cos\phi/\sin\phi$	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$		$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2I_{\text{НОМ}}$		$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I < I_{\text{НОМ}}$		$I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	
		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 8. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 1,0/2,0) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$		$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$		$0,2I_6 \leq I < 1I_6$		$1I_6 \leq I \leq 1 \text{ макс}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (счетчик 1,0/2,0)	1,0	±2	–	±1,6	–	±1,6	–	±1,6	–
	0,8/0,5	±2,1	±4,5	±2,1	±4,2	±1,7	±4,2	±1,7	±4,2
	0,5/1,0	±2,3	±4,2	±2,3	±3,9	±1,9	±3,9	±1,9	±3,9
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (счетчик 1,0/2,0)	1,0	±3,8	–	±3,6	–	±3,6	–	±3,6	–
	0,8/0,5	±4,6	±10,8	±4,6	±10,6	±4,4	±10,6	±4,4	±10,6
	0,5/1,0	±5,1	±7,7	±5,1	±7,6	±4,9	±7,6	±4,9	±7,6

Таблица 9. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 2,0/2,0) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$		$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$		$0,2I_6 \leq I < 1I_6$		$1I_6 \leq I \leq 1 \text{ макс}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (счетчик 2,0/2,0)	1,0	±3,3	–	±3,3	–	±2,8	–	±1,6	–
	0,8/0,5	±3,4	±4,5	±3,4	±4,2	±3	±4,2	±1,7	±4,2
	0,5/1,0	±3,8	±4,2	±3,8	±3,9	±3,4	±3,9	±1,9	±3,9
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (счетчик 2,0/2,0)	1,0	±7,3	–	±7,3	–	±7,1	–	±7,1	–
	0,8/0,5	±8,5	±10,8	±8,5	±10,6	±8,4	±10,6	±8,4	±10,6
	0,5/1,0	±10,5	±7,7	±10,5	±7,6	±10,3	±7,6	±10,3	±7,6

Таблица 10. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,2S/0,5, трансформаторы тока КТ 0,5S (диапазон измерений от 1% $I_{ном}$ до 120% $I_{ном}$), трансформаторы напряжения КТ 0,5) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi/\sin\varphi$	$0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$		$0,05I_{ном} \leq I < 0,2I_{ном}$		$0,2I_{ном} \leq I < 1I_{ном}$		$1I_{ном} \leq I \leq 1,2I_{ном}$	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,8	–	±1,1	–	±0,9	–	±0,9	–
	0,8/0,5	±2,9	±6	±1,7	±3,8	±1,3	±3,2	±1,3	±3,2
	0,5/1,0	±5,4	±3,1	±3	±2,4	±2,2	±2,3	±2,2	±2,3
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5S; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,9	–	±1,3	–	±1,1	–	±1,1	–
	0,8/0,5	±3,2	±7,6	±2,2	±5,9	±1,9	±5,6	±1,9	±5,6
	0,5/1,0	±5,8	±4,5	±3,6	±4,1	±3	±4	±3	±4

Таблица 11. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,2S/0,5, трансформаторы тока КТ 0,5 (диапазон измерений от 5%I_{НОМ} до 120%I_{НОМ}) и трансформаторы напряжения КТ 0,5) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение cosφ/sinφ	0,05I _{НОМ} ≤ I < 0,2I _{НОМ}		0,2I _{НОМ} ≤ I < 1I _{НОМ}		1I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2I _{НОМ}	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
1	2	3	4	5	6	7	8
Отапливаемые помещения							
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,7	–	±0,9	–	±0,7	–
	0,8/0,5	±2,8	±4,9	±1,5	±3,3	±1,2	±2,9
	0,5/1,0	±5,4	±3,3	±2,9	±2,6	±2,2	±2,5
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах							
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5; счетчик 0,2S/0,5)	1,0	±1,8	–	±1,1	–	±0,9	–
	0,8/0,5	±3,2	±6,5	±2,1	±5,4	±1,8	±5,2
	0,5/1,0	±5,7	±4,9	±3,5	±4,4	±2,9	±4,3

Таблица 12. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,5S/1,0, трансформаторы тока КТ 0,5S (диапазон измерений от 1%I_{НОМ} до 120%I_{НОМ}) или трансформаторы тока КТ 0,5 (диапазон измерений от 5%I_{НОМ} до 120%I_{НОМ}) и трансформаторы напряжения КТ 0,5) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение cosφ/sinφ	0,01I _{НОМ} ≤ I < 0,05I _{НОМ}		0,05I _{НОМ} ≤ I < 0,2I _{НОМ}		0,2I _{НОМ} ≤ I < 1I _{НОМ}		1I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2I _{НОМ}	
		Активная	Реактив-ная	Активная	Реак-тивная	Активная	Реак-тивная	Активная	Реак-тивная
Отапливаемые помещения									
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5S; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±2,1	–	±1,3	–	±1,1	–	±1,1	–
	0,8/0,5	±3,1	±6	±2	±3,8	±1,5	±3,2	±1,5	±3,2
	0,5/1,0	±5,6	±3,1	±3,2	±2,4	±2,4	±2,3	±2,4	±2,3
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах									
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5S; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±2,9	–	±2,3	–	±2,2	–	±2,2	–
	0,8/0,5	±4	±7,6	±3,2	±5,9	±2,9	±5,6	±2,9	±5,6
	0,5/1,0	±6,4	±4,5	±4,6	±4,1	±4	±4	±4	±4

Таблица 13. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (счетчики КТ 0,5S/1,0, трансформаторы тока КТ 0,5 (диапазон измерений от 5%I_{НОМ} до 120%I_{НОМ}) и трансформаторы напряжения КТ 0,5) при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение cosφ/sinφ	0,05I _{НОМ} ≤ I < 0,2I _{НОМ}		0,2I _{НОМ} ≤ I < 1I _{НОМ}		1I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2I _{НОМ}	
		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Отапливаемые помещения							
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±1,8	–	±1,1	–	±0,9	–
	0,8/0,5	±3	±4,9	±1,4	±3,3	±1,4	±2,9
	0,5/1,0	±5,5	±2,6	±3	±2,6	±2,3	±2,5
Неотапливаемые помещения и вне помещений в защитных корпусах							
Трехфазные присоединения (ТН 0,5; ТТ 0,5; счетчик 0,5S/1,0)	1,0	±2,7	–	±2,3	–	±2,2	–
	0,8/0,5	±3,9	±6,5	±2,8	±5,4	±2,8	±5,2
	0,5/1,0	±6,4	±4,4	±4,4	±4,4	±4	±4,3

Таблица 14. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (однофазные счетчики КТ 1,0) при измерении активной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	$0,2I_6 \leq I < 1I_6$	$1I_6 \leq I \leq 1$ макс
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					
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 15. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (однофазные счетчики КТ 2,0) при измерении активной электрической энергии и мощности

Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	$0,2I_6 \leq I < 1I_6$	$1I_6 \leq I \leq 1$ макс
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					
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	$\pm 10,5$	$\pm 10,5$	$\pm 10,3$	$\pm 10,3$

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 90000 ч, средний срок службы, не менее 30 лет;
- трансформатор тока – средняя наработка до отказа, не менее 400000 часов, средний срок службы, не менее 25 лет;
- трансформатор напряжения – средняя наработка до отказа, не менее 400000 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 времени и даты в журналах событий счетчиков и УСПД:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - коррекции текущих значений времени и даты;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывов питания;
 - самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- УСПД;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;

- испытательных клеммных коробок;
- сервера БД;
- б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии и УСПД;
 - установка пароля на сервер БД;
 - возможность использования цифровой подписи при передачи данных.

Глубина хранения информации:

- однофазный и трехфазный счетчик – суточные показания электрической энергии не менее 35 суток;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации о состоянии 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 мощности «TRP Smart Metering SE».

Комплектность средства измерений

Состав АИИС КУЭ «TRP Smart Metering SE» приведен в табл. 16.

Таблица 16

Наименование и тип компонентов	Номер Госреестра СИ РФ	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока*		
ТШП; ТШЛ; ТЛШ; ТНШЛ; ТШЛГ	47957-11	
ТОП; ТОЛК; ТЛК, ТОЛ	47959-11	
Т-0,66	22656-07	
ТШ-0,66	22657-12	
ТСН	26100-03	
Т-0,66 МУ 3	50733-12	
ТТИ	28139-12	
ТЛ, ТПОЛ, ТПЛ, ТПЛК	47958-11	
Трансформаторы напряжения*		
3хЗНОЛ-СЭЩ-6(10)	55024-13	
НАМИТ-10	16687-13	
3хЗНОЛ 6(10)	46738-11	
Счетчик электрической энергии*		
Однофазные		
СЕ102	33820-07	
Меркурий 206	46746-11	
Меркурий 203	31826-10	
СХ 1000-5**	46959-11	
СЭБ-1ТМ.02	47041-11	
СЭБ-2А.07	25613-12	
ЭЦР-2400**	30557-11	
ЦЭ2726А**	43737-10	
ЕС2726**	48578-11	
НЕВА МТ 1**	56832-14	
ЭУ20М**	52956-13	

Продолжение таблицы 16

1	2	3
ЛЕ**	33818-12	
КАСКАД-1-МТ	53821-13	
Трехфазные		
СЕ303	33446-08	
СЕ301	34048-08	
Меркурий 230	23345-07	
Меркурий 233	34196-10	
Меркурий 234	48266-11	
ПСЧ-3АР.06Т	47121-11	
ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12	
Альфа А1140	33786-07	
Альфа А1800	31857-11	
КАСКАД-3-МТ	53978-13	
Каналообразующая аппаратура*		
Коммуникационный шлюз	–	
Ретранслятор цифровой беспроводной	–	
GSM устройства связи (GSM модемы)	–	
Устройства сбора и передачи данных*		
Устройство сбора и передачи данных ComMod A	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 электрической энергии или Заказчика, с доступом к сети Интернет	–	
Автоматизированное рабочее место пользователя, с доступом к сети Интернет	–	
Программное обеспечение «Пирамида 2000»	21906-11	
Программное обеспечение «Энфорс АСКУЭ БП»	–	
Программное обеспечение «Энфорс 442»	–	
Программное обеспечение «Альфа Центр»	44595-10	
Устройство синхронизации системного времени*		
Устройство синхронизации системного времени УСВ-1	28716-05	1
Приемник сигналов точного времени по протоколу NTP	–	1
Эксплуатационная документация на АИИС КУЭ		
Ведомость эксплуатационных документов ТПГК.411711.002 ВЭ		1 комплект
Паспорт ТПГК.411711.002 ПС		1 комплект
Руководство по эксплуатации ТПГК.411711.002 РЭ		1 комплект
Эксплуатационная документация на компоненты		
Паспорт-протокол измерительного комплекса		
Паспорта трансформаторов тока		
Паспорта трансформаторов напряжения		
Паспорт счетчиков электрической энергии		
Паспорт коммуникационного шлюза		
Паспорт ретранслятора цифрового беспроводного		

Примечания:

Счетчики электрической энергии изготавливаемые по ГОСТ Р 52322-2005, по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 допускается использовать до окончания срока действия свидетельств об утверждении типа на конкретный тип счетчика.

* Допускается комплектовать АИИС КУЭ любым из указанных типов оборудования в количестве согласно технического проекта.

** Применяются только с ПО «Энфорс АСКУЭ БП»

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в табл. 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения приводятся в соответствии с документом ТПГК.411711.002 МИ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering SE. Методика измерений». Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00353-2014 от 11.11.2014 г.

Методика измерений включена в состав Руководства по эксплуатации.

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

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

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

3. МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

4. ТПГК.411711.002ТУ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering SE». Технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при выполнении измерений, предусмотренных законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Изготовитель

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

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

Тел.: (812) 329-56-73, факс: (812) 331-41-80.

Http: <http://www.telemetry.ru>. E-mail: info@telemetry.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург»

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

Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.

E-mail: letter@rustest.spb.ru.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30022-10 от 15.08.2011 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.