

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «СЭК Smart Metering» (далее АИИС КУЭ) предназначены для измерений 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 представляют 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 или 60-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 (60) 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 – измерительно-информационный комплекс точек измерений, включающий:

трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015 класса точности 0,5 или 0,5S и трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 1983-2015 класса точности 0,5, указанные в таблице 4;

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 31819.21-2012, КТ 1,0 или 2,0 по ГОСТ 31819.23-2012, КТ 0,5 по техническим условиям (ТУ) завода-изготовителя непосредственного или трансформаторного включения, указанные в таблице 4, 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 или 2,0 по ГОСТ Р 52425-2005, КТ 0,5 по ТУ завода-изготовителя непосредственного или трансформаторного включения, указанные в таблице 4, оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485

однофазные счетчики активной электрической энергии КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ 31819.21-2012 непосредственного включения, указанные в таблице 4, оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485;

однофазные счетчики активной электрической энергии КТ 1,0 и 2,0 по ГОСТ Р 52322-2005 непосредственного включения, указанные в таблице 4, оснащенные радиомодулями ZigBee или интерфейсом RS485;

каналообразующая аппаратура: ретрансляторы (РТ-01) и коммуникационные шлюзы (ШЛ-ZB-02) ZigBee сетей, GSM-модем стандарта 900/1800.

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

устройство сбора и передачи данных ComMod M (Регистрационный № 72780-18).

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

сервер сбора и обработки данных (далее сервер СОД) гарантирующего поставщика (энергосбытовой компании) или электросетевой компании или иного владельца АИИС КУЭ;

программное обеспечение (ПО) «Энфорс АСКУЭ БП» или ПО «АльфаЦЕНТР»;

система обеспечения единого времени (далее СОЕВ) на базе программных средств приема сигналов точного времени по протоколу NTP от серверов точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ».

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 СОД 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 СОД гарантирующего поставщика (энергосбытовой компании), электросетевой компании или владельца АИИС КУЭ в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера СОД и часов счетчиков превосходит 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журналах событий счетчиков и сервера СОД 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

В АИИС КУЭ «СЭК Smart Metering» может применяться программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энфорс АСКУЭ БП».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	amrserver.exe amrc.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО «АльфаЦЕНТР»	4.18.0.0 и выше 4.18.21.0 и выше 4.16.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Идентификационное наименование ПО «Энфорс АСКУЭ БП»	bp_admin.exe bp_gr_config.exe bp_opcon.exe bp_request.exe collector_energy.exe enflogon.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО «Энфорс АСКУЭ БП»	7.3.1.11 7.3.1.0 1.0.2.10 7.3.0.0 5.0.20.1 1.0.0.0
Цифровой идентификатор	259a42193097d68c428bcea4364637b0 22148faea2a3f3cd41a15375e6822815 00135ed2ec79750e1bf77b984895a24f 4e67475edc4189d53af1af5c595a0580 b86e531c55d47cca41835b59c37acdb9 7c6d480b64e6974787c9e2d4f4e51d73
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменения параметров, защиту прав пользователей и входа с помощью пароля, кодирование данных при передаче, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Возможный состав измерительных каналов (ИК) и метрологические характеристики

Тип ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
						Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	-	класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной – 0,5	ComMod M	Активная	±1,5	±1,8
					Реактивная	±2,4	±3,8
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	-	класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной – 0,5	ComMod M	Активная	±1,7	±3,0
					Реактивная	±2,4	±3,8
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	-	класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной – 1,0	ComMod M	Активная	±1,7	±3,0
					Реактивная	±2,7	±5,5
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	-	класс точности: по активной энергии – 1,0 по реактивной – 1,0	ComMod M	Активная	±2,1	±4,6
					Реактивная	±2,7	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	-	класс точности: по активной энергии – 1,0 по реактивной – 2,0	ComMod M	Активная Реактивная	±2,1 ±3,5	±4,6 ±10,1
Трехфазные присоединения	-	-	класс точности: по активной энергии – 1,0 по реактивной – 1,0	ComMod M	Активная Реактивная	±1,7 ±1,7	±4,4 ±5,1
Трехфазные присоединения	-	-	класс точности: по активной энергии – 1,0 по реактивной – 2,0	ComMod M	Активная Реактивная	±1,7 ±2,8	±4,4 ±9,8
Трехфазные присоединения	-	-	класс точности: по активной энергии – 2,0 по реактивной – 2,0	ComMod M	Активная Реактивная	±2,8 ±2,8	±8,0 ±9,8
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	класс точности 0,5	класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной – 0,5	ComMod M	Активная Реактивная	±1,7 ±2,6	±1,9 ±4,0
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	класс точности 0,5	класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной – 0,5	ComMod M	Активная Реактивная	±1,9 ±2,6	±3,1 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5S	класс точности 0,5	класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной – 1,0	ComMod M	Активная Реактивная	±1,9 ±2,9	±3,1 ±5,6
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5	класс точности 0,5	класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной – 0,5	ComMod M	Активная Реактивная	±2,9 ±4,4	±3,0 ±5,4
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5	класс точности 0,5	класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной – 0,5	ComMod M	Активная Реактивная	±3,0 ±4,4	±3,9 ±5,4
Трехфазные присоединения	класс точности 0,5	класс точности 0,5	класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной – 1,0	ComMod M	Активная Реактивная	±3,0 ±4,6	±3,9 ±6,7
Однофазные присоединения	-	-	класс точности: по активной энергии – 1,0	ComMod M	Активная	±1,7	±4,4
Однофазные присоединения	-	-	класс точности: по активной энергии – 2,0	ComMod M	Активная	±2,8	±8,0

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном(баз)}$ и $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 Пределы допустимой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы ± 5 с.

5 УСПД применяется при комплектовании трехуровневых систем.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение на присоединениях ($U_{\text{НОМ}}$), кВ	0,23; 0,4; 6; 10
Номинальная частота, Гц	50
Базовый ток для счетчиков прямого включения ($I_{\text{баз}}$), А	5; 10
Номинальный ток для счетчиков трансформаторного включения ($I_{\text{НОМ}}$), А	1; 5
Максимальный ток ($I_{\text{макс.}}$), А: для счетчиков прямого включения для счетчиков трансформаторного включения	40; 60; 80; 100; 120 2; 7,5; 10
Номинальный первичный ток трансформаторов тока ($I_{\text{ТТ1}}$), А	от 50 до 3000
Номинальный вторичный ток трансформаторов тока ($I_{\text{ТТ2}}$), А	1; 5
Номинальное вторичное фазное/линейное напряжение трехфазных счетчиков ($U_{\text{НОМ}}$), В	3·220/380 3·57,7/100
Номинальное вторичное напряжение однофазных счетчиков ($U_{\text{НОМ}}$), В	220 (230)
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ ток, % от $I_{\text{баз}}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 от 5 до $I_{\text{макс}}$ 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ ток, % от $I_{\text{баз}}$ коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 5 до $I_{\text{макс}}$ от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,5 до 50,5 от -30 до +40
Глубина хранения измерительной информации в однофазных и трехфазных счетчиках: значений энергий нарастающим итогом на конец/начало месяца по каждому тарифу, мес, не менее значений энергий нарастающим итогом на конец/начало суток по каждому тарифу, сут, не менее профилей мощности по видам энергий, сут, не менее	12 35 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: АИИС КУЭ трансформаторы тока трансформаторы напряжения счетчики электрической энергии	35000 219000 219000 120000
Средний срок службы системы, лет, не менее	18

Надежность применяемых в системе компонентов:

Резервирование каналов связи:

- а) 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 в журналах событий компонентов системы времени и даты:

- а) счетчиками электрической энергии:
попыток несанкционированного доступа;
связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
коррекции текущих значений времени и даты;
перерывов питания;
самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
испытательных клеммных коробок;
сервера.
- б) защита информации на программном уровне:
установка паролей на счетчиках электрической энергии;
установка пароля на сервере СОД;
возможность использования цифровой подписи при передаче.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Регистрационный №	Количество
1	2	3	4
Трансформаторы тока*	ТШП; ТШЛ; ТЛШ; ТНШЛ; ТШЛГ	64182-16	Согласно проектной документации
	ТОП; ТОЛК; ТЛК, ТОЛ	47959-16	
	Т-0,66, ТШ-0,66	67928-17	
	ТШЛ-0,66с	3688-05	
	ТСН	26100-03	
	Т-0,66; Т-0,66 М УЗ	71031-18	
	ТТИ	28139-12	
Трансформаторы напряжения*	ТЛ, ТПОЛ, ТПЛ, ТПЛК	47958-16	Согласно проектной документации
	ЗНОЛ – СЭЩ	71707-18	
	НАМИТ-10	16687-13	
	ЗНОЛ	46738-11	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии однофазные*	Меркурий 206	46746-11	Согласно проектной документации
	Меркурий 203.2Т	55299-13	
	СЕ102	33820-07	
	СЕ208	55454-13	
	ЛЕ	33818-12	
	НЕВА МТ1	61544-15	
	Каскад-1-МТ	53821-13	
Счетчики электрической энергии трехфазные*	Меркурий 234	48266-11	Согласно проектной документации
	Меркурий 230	23345-07	
	Меркурий 233	34196-10	
	СЕ308	59520-14	
	СЕ301	34048-08	
	СЕ303	33446-08	
	Альфа А1140	33786-07	
	Альфа А1800	31857-11	
Каналообразующая аппаратура*	Устройство сбора и передачи данных ComMod M	72780-18	Согласно проектной документации
	Шлюзы ZigBee сетей	–	
	GSM модем	–	
	Ретрансляторы ZigBee сетей	–	
Информационно-вычислительный комплекс*	Сервер сбора и передачи данных Гарантирующего поставщика электрической энергии (энергосбытовой компании. Сетевой организации) или Заказчика, с доступом к сети Интернет	–	Согласно проектной документации
	Автоматизированное рабочее место пользователя, с доступом к сети Интернет	–	
	Программное обеспечение «Энфорс АСКУЭ БП»	–	
	Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	–	
	Программные средства приема сигналов точного времени по протоколу NTP от серверов точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ»	–	
Эксплуатационная документация:			
Ведомость эксплуатационных документов	ГРЛТ.411711.001 ВЭ		1 экз.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Паспорт	ГРЛТ.411711.001 ПС		1 экз.
Руководство по эксплуатации	ГРЛТ.411711.001 РЭ		1 экз.
Методика измерений	ГРЛТ.411711.001 МИ		1 экз.
Методика поверки	432-166-2019МП		1 экз.
Эксплуатационная документация на компоненты АИИС КУЭ			
Примечание: * При комплектовании АИИС КУЭ может использоваться любое устройство из указанных в таблице 4			

Поверка

осуществляется по документу 432-166-2019МП «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «СЭК Smart Metering». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Тест-С.-Петербург» 17.06.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

по МИ 3598-20018 Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации;

счетчиков электрической энергии – по документам на поверку, указанным в описании типа средства измерений;

модуль коррекции времени МКВ-02Ц (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44097-10);

переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с модулем коррекции времени МКВ-02Ц;

прибор комбинированный ТКА-ПКМ (мод.20) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 24248-09);

барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

миллисесламетр универсальный ТП2-2У (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16373-08);

прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);

прибор для измерения действующих значений силы тока и напряжения вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-05).

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

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ГРЛТ.411711.001 МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электрической энергии и мощности «СЭК Smart Metering». Свидетельство об аттестации № 6-RA.RU.311468-2019 от 01.04.2019 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам автоматизированным информационно-измерительным коммерческого учета электрической энергии и мощности «СЭК 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

ГРЛТ.411711.001 ТУ Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «СЭК Smart Metering». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СтройЭнергоКом»
(ООО «СтройЭнергоКом»)

ИНН 5032069220

Адрес: 142800, Московская обл., г. Ступино, пр. Победы, д.71, офис 3203

Телефон: +7 (495) 926-43-17

E-mail: info@stroyenergokom.ru

Web-сайт: www.stroyenergokom.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, +7 (812) 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

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.