

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «29» августа 2022 г. № 2141

Регистрационный № 86562-22

Лист № 1  
Всего листов 13

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 5 очередь)

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 5 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы (далее - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), многофункциональные счётчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включает в себя сервер (далее - сервер АИИС КУЭ), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ), автоматизированные рабочие места (далее - АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2.0», а также технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ выполняет следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной, реактивной электроэнергии и времени;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) во всех ИИК;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК, а также сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- прием и обработка данных от смежных АИИС КУЭ (30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам измерений и данных о состоянии соответствующих средств измерений);
- ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;
- хранение результатов измерений по заданным критериям (первичной, рассчитанной и замещенной информации и т.д.) и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- формирование интегральных актов электроэнергии и актов учета перетоков;
- формирование и передача результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в виде макетов 80020, 51070, а также в иных форматах в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежным и прочим заинтересованным организациям;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Величины первичных токов и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счётчика электроэнергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. По окончании интервала интегрирования мощности 30 минут текущие значения мощности добавляются в энергонезависимые регистры массива профиля мощности.

#### Сервер АИИС КУЭ:

- не реже одного раза в сутки автоматически опрашивает счётчики электроэнергии, считывает со счётчиков 30-минутные профили мощности и журналы событий для каждого ИК, выполняет синхронизацию времени в счётчиках электроэнергии и записывает полученные данные в базу данных;
- осуществляет импорт данных из макетов 80020 с использованием канала связи Internet от внешних АИИС КУЭ смежных организаций и записывает 30-минутный профиль мощности, журналы событий в базу данных АИИС КУЭ;
- обеспечивает ввод в ручном режиме показаний и (или) профилей мощности с интервалом интегрирования 30 мин от приборов учета электроэнергии, не включенных в АИИС КУЭ;
- выполняет синхронизацию времени часов сервера в соответствии с эталонным временем от УССВ;
- осуществляет обработку результатов измерений;
- обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных;
- передает результаты измерений и информацию о состоянии средств измерений по электронной почте с использованием канала связи Internet и электронной подписи (далее – ЭП) в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежным и прочим заинтересованным организациям.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя УССВ типа УСВ-2 на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS).

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 происходит с периодичностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2.

Сравнение показаний часов счётчиков электроэнергии, которые опрашивает непосредственно сервер АИИС КУЭ, с показаниями часов сервера происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация времени часов счётчиков электроэнергии с часами сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счётчиков с часами сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 1$  с.

Синхронизация времени в АИИС КУЭ смежных организаций, от которых осуществляется импорт данных из макетов 80020, производится в соответствии с Описаниями типа средств измерений и документацией соответствующих АИИС КУЭ.

Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Для осуществления связи сервера АИИС КУЭ со счётчиками электроэнергии в качестве канала связи используется сеть Интернет, включая GSM-сеть оператора сотовой связи с использованием технологии GPRS или каналы GSM-сети оператора сотовой связи с использованием технологии CSD.

Дальнейшая передача информации от сервера АИИС КУЭ в виде макетов 80020, 51070, а также в иных согласованных форматах с использованием ЭП в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежным и прочим заинтересованным организациям осуществляется по каналу связи сети Интернет.

В Журналах событий счётчиков электроэнергии фиксируется время событий, предусмотренных в Описаниях типов соответствующих средств измерений, включая время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

В Журналах событий сервера АИИС КУЭ сохраняются журналы событий, импортируемые из счётчиков электроэнергии, собственные иницируемые действия в программном обеспечении, включая коррекцию часов внешних устройств, а также импортированные события из внешних АИИС КУЭ. В Журналах событий, иницированных сервером АИИС КУЭ, для коррекции времени во внешних устройствах, включая собственные часы сервера, фиксируется время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 011) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче по электронной почте от ИВК в организации-участники оптового рынка электрической энергии (мощности), смежные и прочие заинтересованные организации является обеспечение защиты информации на программном уровне – применение ЭП.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
BinaryPackControls.dll	Не ниже 8.0	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9D81 5476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		EO21 CF9C 974D D7EA 9121 984D 4754 D5C7	
ComIECFunction.dll		BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27	
ComModbusFunction.dll		AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917	
ComStdFunction.dll		EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
DateTimeProcessing.dll	Не ниже 8.0	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D	MD5
SafeValuesDataUpdate.dll		B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll 1		61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645	

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИИК				ИВК	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	Основная погрешность, %			Погрешность в рабочих условиях, %	
1	ПС 110/10/6/0,4 кВ ТПА, ЗРУ 6-10 кВ, I секция 10 кВ, яч.59, КЛ-10 кВ	3	4	5	6	7	8	9	
1	ПС 110/10/6/0,4 кВ ТПА, ЗРУ 6-10 кВ, I секция 10 кВ, яч.59, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-07	НТМИ-10-66 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	6	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6	
2	ПС 110/10/6/0,4 кВ ТПА, ЗРУ 6-10 кВ, II секция 10 кВ, яч.14, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-07	НТМИ-10-66 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Suprmetro SYS-6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6	
3	РП-10 кВ ГФК, 1 с.ш. 10 кВ, яч.2, КЛ 10 кВ ГФК Ввод №1	ТЛО-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Suprmetro SYS-6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,0 ±5,2	
4	РП-10 кВ ГФК, 2 с.ш. 10 кВ, яч.17, КЛ 10 кВ ГФК Ввод №2	ТЛО-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Suprmetro SYS-6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,0 ±5,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
5	ТП-11296 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1, Ввод 10 кВ Т-1	ТПЛ Ктт 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НТМК-10 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2, Рer. № 41681-10 Сервер Supermicro SYS-6019P-MTR	активная	±1,2	±3,3	
6	ТП-11296 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8, Ввод 10 кВ Т-2	ТПЛ Ктт 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16	НТМК-10 Ктн 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3	
7	РТП-851 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 сек 6 кВ, яч.4а, Ввод 6 кВ Т- 1	ТОЛК Ктт 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НОМ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,0	
8	РТП-851 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 сек 6 кВ, яч.2а, Ввод 6 кВ Т- 2	ТОЛК Ктт 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	НОМ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,0	
9	ГПП-1 110/6 кВ Заречье, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ ТП ЦКИБ СОО	ТПЛ-10-М Ктт 300/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ Ктн 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,8	
10	ГПП-1 110/6 кВ Заречье, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.39, КЛ 6 кВ ТП ЦКИБ СОО	ТПЛ-10-М Ктт 300/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ Ктн 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,8	
11	РП-19 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.18, КЛ-6 кВ ф.18	ТПФМ-10 Ктт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3	
							реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	РП-19 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ-6 кВ ф.8	ТПФМ-10 Кгт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Кгтн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Supmicro SYS-6019P-MTR	активная	±1,2	±3,3
13	ПС 110/10 кВ Великодворье, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.16, МВ-10 кВ ф.1004, КЛ 10 кВ ф.1004	ТОЛ 10 Кгт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ Кгтн 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,9
14	ПС 110/10 кВ Великодворье, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.11, МВ-10 кВ ф.1007, КЛ 10 кВ ф.1007	ТОЛ 10-1 Кгт 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ Кгтн 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,9
15	ПС 110/10 кВ Клен, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7, ВЛ-10 кВ №7	ТОЛ-СЭЩ-10 Кгт 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10 Кгтн 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±2,0
16	ПС 110/10 кВ Клен, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.2, ВЛ-10 кВ №2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кгт 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10 Кгтн 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±1,5	±3,8
17	ПС 110/6 кВ Щегловская, ЗРУ-6 кВ, яч. 7А+Б, ф. 7А, ф. 7Б	ТПОЛ-10 Кгт 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кгтн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ПС 110/6 кВ Щегловская, ЗРУ-6 кВ, яч. 15А+Б, ф. 15А, ф. 15Б	ТПОЛ-10 Ктт 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2, Рег. № 41681-10 Сервер Supermco SYS-6019P-MTR	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
19	ТП1 6/0,4 кВ, РУ 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3, ф. Оленино (Солнечный)	ТЛО-10 Ктт 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Ктн 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-18		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Границы погрешности результатов измерений приведены при  $\cos\varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 100% от Ином для нормальных условий и для рабочих условий при  $\cos\varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 5% от Ином для ИК №№1, 2, 5, 6, 11-14, 17-19 и для ИК №№3, 4, 7-10, 15, 16 при  $\cos\varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 2% от Ином, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счётчиков от +15 до +35 °С для ИК №№1-19.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные средства измерения, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное средство измерения, утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.



Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	19
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от Уном</li> <li>– ток, % от Iном</li> <li>– коэффициент мощности</li> <li>– частота, Гц</li> <li>– температура окружающей среды, °С</li> </ul>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от Уном</li> <li>– ток, % от Iном для ИК №№ 3, 4, 7-10, 15, 16</li> <li>– ток, % от Iном для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 11-14, 17-19</li> <li>– коэффициент мощности:</li> <li style="padding-left: 20px;">cosφ</li> <li style="padding-left: 20px;">sinφ</li> <li>– частота, Гц</li> <li>– температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения счётчиков, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>1) счётчик СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-17):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>2) счётчик Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>3) счётчик Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>4) счётчик СЭТ-4ТМ.03М.04 (Рег. № 36697-12):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>5) счётчик СЭТ-4ТМ.03.01:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>6) УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>7) сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– коэффициент готовности, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>320000</p> <p>2</p> <p>150000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>0,99</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>1) счётчик СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.04: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>– при отключении питания, лет, не менее</p> <p>2) счётчик Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>– при отключении питания, лет, не менее</p> <p>3) счётчик Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>– при отключении питания, лет, не менее</p> <p>4) счётчик СЭТ-4ТМ.03.01: – тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>– при отключении питания, лет, не менее</p> <p>5) сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113,7</p> <p>12</p> <p>170</p> <p>10</p> <p>85</p> <p>10</p> <p>113,7</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

В журналах событий автоматически фиксируется время и даты наступления событий:

1) в счётчиках электроэнергии ИИК:

– факты связи со счётчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

– факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

– отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

– перерывы питания счётчика с фиксацией времени пропадания и восстановления

– другие события;

2) в сервере ИВК:

– изменение значений результатов измерений;

– изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;

– факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

– пропадание питания;

– замена счётчика;

– полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК;

– другие события.

Защищённость применяемых компонентов:

1) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- 2) защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счётчика;
  - сервера.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ	4
Трансформатор тока	ТОЛК	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПФМ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ	2
Трансформатор напряжения	НТМК-10	1
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.04	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	Supermicro SYS-6019P-MTR	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0»	1
Методика поверки		1
Паспорт-формуляр	ЭНСЕ.095367.011 ПФ	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 5 очередь), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

**Правообладатель**

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

ИНН 4401144416

Адрес: 115035, г. Москва, ул. Садовническая, д.14, стр. 9, офис 304

**Изготовитель**

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

ИНН 4401095367

Адрес: 156013, г. Кострома, Мира проспект, д. 37-39/28

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

