

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» марта 2021 г. №425

Регистрационный № 81303-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РК-ЭНЕРГО» (Регионы 1 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РК-ЭНЕРГО» (Регионы 1 очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

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

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер (сервер АИИС КУЭ), устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-2, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41681-10 (Рег. № 41681-10), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматический периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

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 счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Сервер АИИС КУЭ:

не реже одного раза в сутки автоматически опрашивает счетчики электроэнергии, считывает со счетчиков 30-минутные профили мощности и журналы событий для каждого канала учета, выполняет синхронизацию времени в счетчиках 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 и 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 устройства синхронизации времени;

осуществляет обработку результатов измерений;

обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных;

передает результаты измерений и информацию о состоянии средств измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным организациям в виде макетов 80020, 51070 с использованием канала связи Internet и электронной подписи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). СОЕВ формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени 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 счетчиков 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 счетчиков электроэнергии с часами сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Сервер АИИС КУЭ	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.3.1.28835
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35/6 кВ П-341, РУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, ШР Т-17, ВЛ-35 кВ	ТВЭ-35 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 44359-10	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-2 Рег. № 41681-10
2	ПС 35/6 кВ П-341, РУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, ШР Т-18, ВЛ-35 кВ	ТВЭ-35 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 44359-10	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
3	ПС 110/35/6 кВ Город, РУ-6 кВ, I секция 6 кВ, яч.03, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-6-16 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ПС 110/35/6 кВ Город, РУ-6 кВ, II секция 6 кВ, яч.37, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-6-16 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	ПС 110/6/0,4 кВ П-6, РУ-6 кВ, II СШ 6 кВ, яч.10, КЛ-6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10-2 УХЛ кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
6	ПС 110/6/0,4 кВ П-6, РУ-6 кВ, I СШ 6 кВ, яч.15, КЛ-6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10-2 УХЛ кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
7	ШУ-4 0,4 кВ на опоре №2, Ввод №4 0,4 кВ ФГУП "ГВСУ №9"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
8	ШУ-2 0,4 кВ на опоре №1, Ввод №2 0,4 кВ ФГУП "ГВСУ №9"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
9	ШУ-3 0,4 кВ на опоре №2, Ввод №3 0,4 кВ ФГУП "ГВСУ №9"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
10	ШУ-1 0,4 кВ на опоре №1, Ввод №1 0,4 кВ ФГУП "ГВСУ №9"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 110/6 кВ П-7, КРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.Ш0737	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-2 Рег. № 41681-10
12	ПС 110/6 кВ П-7, КРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, ТСН-1 6/0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
13	ПС 110/6 кВ П-7, КРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.Ш0750	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
14	ПС 110/6 кВ П-7, КРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, ТСН-2 6/0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
15	ТП-5 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, яч.10, КЛ- 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
16	ТП-5 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, яч.1, КЛ- 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
17	КТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 800/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
18	КТП-27 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
19	ПС 110/35/6 кВ П-4, КРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.Ш0405, ВЛ-6 кВ к ПС 110/35/6 кВ П-4	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
20	РП-5 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.Ш0514, КЛ-6 кВ к РТП- 16 6/0,4 кВ	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
21	РП-5 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.Ш0515, КЛ-6 кВ к ТП-28 6/0,4 кВ	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
22	РП-5 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.Ш0516, КЛ-6 кВ к КТП- 26 6/0,4 кВ	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 75/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	РП-5 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.Ш0519, КЛ-6 кВ к РТП- 22 6/0,4 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 32139-06	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Сервер АИИС КУЭ, УСВ-2 Рег. № 41681-10
24	РП-5 6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.Ш0502, КЛ-6 кВ к ТП-28 6/0,4 кВ	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
25	РП-5 6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.Ш0504, КЛ-6 кВ к РТП- 12 6/0,4 кВ	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
26	РП-5 6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.Ш0505, КЛ-6 кВ к РТП- 23 6/0,4 кВ	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2,5, 6, 19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
3, 4, 11, 13, 20 – 26 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
7 – 10, 12, 14 – 16 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,5	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
17. 18 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±1,9	±1,6	±1,6
	0,7	±3,7	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±5,5	±3,1	±2,2	±2,2
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1, 2,5, 6, 19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
3, 4, 11, 13, 20 – 26 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,44	-	±6,7	±3,8	±3,0
	0,6	-	±4,8	±2,9	±2,4
	0,71	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,87	-	±3,2	±2,1	±1,9
7 – 10, 12, 14 – 16 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,1	±4,5	±3,9
	0,6	-	±5,4	±3,8	±3,4
	0,71	-	±4,6	±3,5	±3,2
	0,87	-	±4,0	±3,2	±3,1
17. 18 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	0,44	±6,4	±4,7	±3,9	±3,9
	0,6	±5,0	±4,0	±3,4	±3,4
	0,71	±4,4	±3,7	±3,2	±3,2
	0,87	±3,8	±3,4	±3,1	±3,1
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности cos φ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С	от -40 до +50
температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-2, °С	от +5 до +35
относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17):	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-2:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
Трансформатор тока	ТВЭ-35	6 шт.
	ТЛО-10	6 шт.
	ТОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
	ТТИ-40	12 шт.
	ТПОЛ-10	6 шт.
	ТТИ-А	6 шт.
	ТОП-0,66	6 шт.
	Т-0,66	6 шт.
	ТВЛМ-10	2 шт.
	ТПЛ-10	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
	НАЛИ-СЭЩ-6-16	2 шт.
	НАМИТ-10-2 УХЛ	2 шт.
	НТМИ-6-66	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	5 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М	11 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М.09	6 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05М.16	2 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ	Supermicro SYS-6019P-MTR	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-7923-500-2020	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭНСЕ.095367.006 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РК-ЭНЕРГО» (Регионы 1 очередь)». Аттестована ООО «МЦМО», регистрационный номер 01.00324-2011 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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 8.129-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений времени и частоты

