

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭС» по объектам ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пензенская область), АО «Черкизово-Кашира»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭС» по объектам ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пензенская область), АО «Черкизово-Кашира» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctional 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 коммуникационный сервер (КС) ПАО «МОЭСК», сервер базы данных (СБД) ПАО «МОЭСК», сервер сбора данных (ССД) ООО «АЭС», СБД ООО «АЭС», устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28716-05 (Рег. № 28716-05), УСВ УСВ-3 (Рег. № 51644-12) автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

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

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

передача результатов измерений в организации-участники ОРЭМ;

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);

сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи 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. По окончании интервала интегрирования мощности (30 минут) текущие значения мощности добавляются в энергонезависимые регистры массива профиля мощности.

КС ПАО «МОЭСК» с периодичностью не реже одного раза в 30 минут опрашивает счетчики ИК №№ 21, 22 и считывает с них 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. КС ПАО «МОЭСК» осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Считанные значения передаются в СБД ПАО «МОЭСК».

СБД ПАО «МОЭСК» в автоматическом режиме раз в сутки передаёт результаты измерений на СБД ООО «АЭС» в формате электронного документа XML макета 80020, результаты записываются в базу данных.

ССД, установленный в ЦСОИ ООО «АЭС», с периодичностью один раз в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 1 – 20, 23 – 25 и считывает с них 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

ССД при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности в отношении ИК №№ 1 – 20, 23 – 25 с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Считанные данные записываются в базу данных СБД ООО «АЭС». СБД ООО «АЭС» осуществляет хранение и предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов. АРМ АИИС КУЭ считывает данные из СБД ООО «АЭС» и осуществляет передачу данных в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, смежному субъекту в виде XML макета формата 80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы ССД ООО «АЭС», КС ПАО «МОЭСК», СБД ПАО «МОЭСК», счетчиков и УСВ. В качестве устройств синхронизации времени используются УСВ-1 и УСВ-3, к которым подключены ГЛОНАСС/GPS-приемники. УСВ осуществляют прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS-приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов КС ПАО «МОЭСК» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов КС ПАО «МОЭСК» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов КС ПАО «МОЭСК» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов СБД ПАО «МОЭСК» и КС ПАО «МОЭСК» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов СБД ПАО «МОЭСК» и КС ПАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов СБД ПАО «МОЭСК» и КС ПАО «МОЭСК» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов ИК №№ 21, 22 и КС ПАО «МОЭСК» происходит при каждом обращении к ИК №№ 21, 22, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов ИК №№ 21, 22 и КС ПАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов ИК №№ 21, 22 и КС ПАО «МОЭСК» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов ССД ООО «АЭС» и УСВ-3 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов ССД ООО «АЭС» и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов ССД ООО «АЭС» и УСВ-3.

Сравнение показаний часов ИК №№ 1 – 20, 23 – 25 и ССД ООО «АЭС» происходит при каждом обращении к ИК №№ 1 – 20, 23 – 25, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов ИК №№ 1 – 20, 23 – 25 и ССД ООО «АЭС» осуществляется при расхождении показаний часов ИК № 1 – 20, 23 – 25 и ССД ООО «АЭС» на величину более ± 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
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	56f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

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			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-100П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 58385-14	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36335-07	ССД, СБД ООО «АЭС», УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 2000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
3	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 2000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
4	ТП-82 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 2000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
5	ТП-82 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М кл.т. 0,5S кт.т. 2000/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
6	ТП-244 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 1500/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
7	ТП-244 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 1500/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
8	ТП-245 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 2000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
9	ТП-245 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	ТШЛ-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 2000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
10	ТП-266 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ в сторону очистных сооружений	Т-0,66 кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
11	ВРУ-0,4 кВ Ангар, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ВРУ-0,4 кВ Контора, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16	ССД, СБД ООО «АЭС», УСВ-3 Рег. № 51644-12
13	ТП-239 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ №1	ТТИ кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
14	ТП-240 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ №1	ТТИ кл.т. 0,5S кт.т. 150/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
15	ТП-240 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ №2	ТТИ кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
16	ТП-278 10 кВ, РУ-0,4 кВ, АВ №1, КЛ-0,4 кВ №1	ТТИ кл.т. 0,5S кт.т. 200/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
17	ТП-265 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ №3	ТТИ кл.т. 0,5S кт.т. 150/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
18	ТП-265 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ №1	ТТИ кл.т. 0,5S кт.т. 150/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
19	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ №1	ТОП-Э кл.т. 0,5S кт.т. 150/5 Рег. № 66594-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
20	ТП-241 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ №1	ТТИ кл.т. 0,5S кт.т. 150/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
21	ПС 110 кВ Прогресс, КРУН-10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
22	ПС 110 кВ Прогресс, КРУН-10 кВ, яч. 14, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ-СЭЦ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ПС 110 кВ Топканово (ПС-591), РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф. 8	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	КС, СБД ПАО «МОЭСК», УСВ-1 Рег. № 28716-05 ССД, СБД ООО «АЭС» УСВ-3 Рег. № 51644-12
24	ПС 110 кВ Топканово (ПС-591), РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф. 13	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
25	ВЛ-10 кВ ф. 13, отпайка 10 кВ «Население», оп. №16/1, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 75/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	ССД, СБД ООО «АЭС», УСВ-3 Рег. № 51644-12

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 аналогичные утвержденных типов.

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 ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I_{(2)}},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{I_5},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{I_{20}},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{I_{100}},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 10, 13 - 20 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
11, 12 Счетчик – 1,0	1,0	-	±3,1	±2,9	±2,9
	0,9	-	±3,2	±2,9	±2,9
	0,8	-	±3,3	±3,0	±3,0
	0,7	-	±3,4	±3,0	±3,0
	0,5	-	±3,5	±3,2	±3,2
21 ТТ - 0,5; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,1
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,4	±2,8	±2,0
22 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
23, 24 ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
25 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5S	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}, I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 10, 13 - 20 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
11, 12 Счетчик – 2,0	0,44	-	±5,8	±5,6	±5,6
	0,6	-	±5,6	±5,3	±5,3
	0,71	-	±5,4	±5,1	±5,1
	0,87	-	±5,2	±4,9	±4,9
21 ТТ - 0,5; ТН - 0,2; Счетчик – 0,5	0,44	-	±6,5	±3,6	±2,8
	0,6	-	±4,7	±2,7	±2,2
	0,71	-	±3,9	±2,4	±2,0
	0,87	-	±3,1	±2,0	±1,8
22 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
23, 24 ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5	0,44	±2,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,6	±2,5	±2,3	±1,8	±1,8
	0,71	±2,4	±2,2	±1,7	±1,7
	0,87	±2,2	±2,1	±1,7	±1,7
25 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,87	±3,9	±3,5	±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 j температура окружающей среды, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от Уном ток, % от Ином для ИК 1 – 10, 13 – 20, 23 – 25 ток, % от Ином для ИК 11, 12, 21, 22 коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, УСВ, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-12: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М Рег. № 36697-17: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000 2 165000 2 220000 2 165000 2</p>
<p>Счетчики А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000 2 35000 2 45000 2</p>
<p>Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Счетчики А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Серверы КС, ССД, СБД: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113,7 10 172 10 3,5</p>

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

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	21 шт.
	ТШП-0,66	3 шт.
	ТТИ	21 шт.
	Т-0,66	3 шт.
	Т-0,66 М	3 шт.
	ТОП-Э	3 шт.
	ТЛК-СТ	4 шт.
	ТОЛ-НТЗ-10	3 шт.
	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3 шт.
	ЗНОЛ-НТЗ-10	3 шт.
	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М.09	8 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	9 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.24	2 шт.
	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	1 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
GSM-модем	Teleofis RX100-R2 COM	2 шт.
GPRS-модем	Link ST100	15 шт.
Серверы ООО «АЭС»	-	2 шт.
Серверы ПАО «МОЭСК»	-	2 шт.
Методика поверки	РТ-МП-6130-500-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.368 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-6130-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭС» по объектам ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пензенская область), АО «Черкизово-Кашира». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 22.07.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков Альфа А1800 – по методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2012 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2017 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по методике проверки ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;

УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

УСВ-3 – по методике поверки ВЛСТ.240.00.000МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08;

прибор комбинированный Testo 622 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭС» по объекту АО «Черкизово-Кашира». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0008/2019-01.00324-2011 от 17.06.2019;

Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭС» по объекту ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пензенская область). Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0010/2019-01.00324-2011 от 27.06.2019

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис»

(ООО «ЭССС»)

ИНН 7706292301

Адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: +7 (4922) 47-09-37, 47-09-36

Факс: +7 (4922) 47-09-37

Телефон: +7 (4922) 47-09-34

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.