



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.010.А № 73460

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГО"
(Регионы 1 очередь)

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 003

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Энергосервис"
(ООО "Энергосервис"), г. Кострома

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74615-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

РТ-МП-5753-500-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 09 апреля 2019 г. № 790

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035500

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 1 очередь) (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 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 ООО «РУСЭНЕРГО» (сервер АИИС КУЭ), устройство синхронизации времени УСВ-1 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28716-05 (Per. № 28716-05), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной, реактивной электроэнергии и времени;

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 мин) во всех ИК;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК, а также сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

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;

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;

формирование интегральных актов электроэнергии и актов учета перетоков электроэнергии;

формирование и передача результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в виде макетов 80020, 80030, 80040, 51070, а также в иных форматах в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», 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 счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электроэнергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Сервер АИИС КУЭ ООО «РУСЭНЕРГО»:

не реже одного раза в сутки автоматически опрашивает счетчики электроэнергии с использованием GSM модема на уровне ИБК, GSM коммуникаторов на уровне ИИК или GSM модемов, встроенных в счетчики, считывает со счетчиков 30-минутные профили мощности и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет вычисление значений электроэнергии с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, записывает полученные данные в базу данных;

осуществляет импорт данных из макетов 80020, 80030 с использованием канала связи Internet от АИИС КУЭ утвержденных типов третьих лиц 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;

осуществляет обработку результатов измерений;

обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных;

передает результаты измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным организациям в виде макетов 80020, 80040, 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). В СОЕВ входят часы счетчиков, сервера АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени используется УСВ-1 со встроенным GPS приемником.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ, происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация времени часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и 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
1	2
Север ИВК АИИС КУЭ ООО «КЭС»	
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)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
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 АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 4, яч.3	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НОМ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Рег. № 28716-05
2	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 1, яч.41	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
3	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 1, яч.42	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
4	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 1, яч.43	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
5	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 1, яч.45	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
6	ПС 110/6 кВ МСЗ, ГРУ-6 кВ, Секция 1, яч.3	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
7	ПС 110/6 кВ МСЗ, ГРУ-6 кВ, Секция 2, яч.17	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
8	ПС 110/6 кВ МСЗ, ГРУ-6 кВ, Секция 5, яч.22	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
9	ПС 110/6 кВ МСЗ, ГРУ-6 кВ, Секция 3,4, яч.34	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 110/6 кВ МСЗ, ГРУ-6 кВ, Секция 2, яч.31	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	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Рег. № 28716-05
11	ПС 110/6 кВ МСЗ, РУ-4 6 кВ, 2 СШ, яч.18	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
12	ПС 110/6 кВ МСЗ, РУ-4 6 кВ, 1 СШ, яч.19	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	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
13	ПС 110/6 кВ МСЗ, РУ-4 6 кВ, 2 СШ, яч.20	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
14	ПС 110/6 кВ МСЗ, РУ-4 6 кВ, 1 СШ, яч.21	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
15	ПС 110/6 кВ МСЗ, РУ-1-2 6 кВ, 2 СШ, яч.14	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МД.09 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
16	КТП-23 6/0,4 кВ, ШУ 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ на насосную стан- цию	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
17	КТП-23 6/0,4 кВ, ШУ 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ на насосную стан- цию	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
18	КТП-24 6/0,4 кВ, ШУ 0,4 кВ, ВЛ-1 0,4 кВ ООО "Оптовик"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
19	КТП-24 6/0,4 кВ, ШУ 0,4 кВ, ВЛ-2 0,4 кВ ООО "Оптовик"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
20	КТП-19 6/0,4 кВ, ШУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ООО "Перспектива"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	КТП-19 6/0,4 кВ, Ввод 1 ШУ 0,4 кВ ООО "Оптовик"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № №28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Рег. № 28716-05
22	КТП-19 6/0,4 кВ, Ввод 2 ШУ 0,4 кВ ООО "Оптовик"	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
23	КТП-25 6/0,4 кВ, ф.13 0,4 кВ	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
24	ТП-3 6/0,4 кВ, ф.29 0,4 кВ	ТТИ-40 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.11 кл.т. 0,5S Рег. № 51593-12	
25	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 4, Ввод 1В 2Т	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	
26	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 3, Ввод 2В 1Т	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	
27	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 2, Ввод 3В 2Т	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	
28	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 1, Ввод 4В 1Т	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	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	
29	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 3, ТСН- 1	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 кт.т. 15/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	
30	ПС 110/6 кВ МСЗ, ЗРУ-6 кВ, Секция 4, ТСН- 2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 50/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	
31	ПС 110/35/10 кВ №58 Клен, КРУН-10 кВ, I с.ш., яч.7	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
32	ПС 110/35/10 кВ №58 Клен, КРУН-10 кВ, II с.ш., яч.2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
33	ПС 110/35/6 кВ №17 Щеглов- ская, РУ-6 кВ, I с.ш., яч.7	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Сервер HP ProLiant DL360 G5 УСВ-1 Рег. № 28716-05
34	ПС 110/35/6 кВ №17 Щеглов- ская, РУ-6 кВ, II с.ш., яч.15	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
35	ТПП 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 50/5 Рег. № 814-53	НТМК-6-48 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 323-49	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.G кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	

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-1 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 электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1 – 15, 25 – 30, 33 – 35 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
16 – 24 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
31, 32 ТТ - 0,5; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5S	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_2 \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
25 – 30, 35	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
ТТ - 0,5; ТН - 0,5;	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
Счетчик – 1,0	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
ГОСТ Р 52425-2005	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
33, 34	0,44	-	±7,2	±4,5	±3,2
ТТ - 0,5; ТН - 0,5;	0,6	-	±5,3	±3,1	±2,6
Счетчик – 1,0	0,71	-	±4,4	±2,7	±2,4
ГОСТ 26035-83	0,87	-	±3,6	±2,4	±2,2
31, 32	0,44	-	±7,1	±4,3	±2,9
ТТ - 0,5; ТН - 0,2;	0,6	-	±5,2	±3,0	±2,4
Счетчик – 1,0	0,71	-	±4,3	±2,6	±2,3
ГОСТ 26035-83	0,87	-	±3,5	±2,3	±2,1
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
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности cos j</p> <p>температура окружающей среды, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-1, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от 75 до 98</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Счетчики Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСВ-1: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113,7
при отключении питания, лет, не менее	10
Счетчики Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	170
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

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	ТПЛМ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	16 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	16 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТТИ-40	27 шт.
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	1 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД.09	15 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД.11	9 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	6 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	4 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.G	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
GSM-коммуникатор	С-1.02	11 шт.
GSM-модем	iRZ MC52iT	1 шт.
Сервер	HP ProLiant DL360 G5	1 шт.
ИБП	UPS 1000VA Smart APC	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-5753-500-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭНСЕ.095367.003 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5753-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГО» (Регионы 1 очередь). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 22.02.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МД - по методике поверки ИЛГШ.411152.177 РЭ1 согласованной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;

счетчиков Меркурий 234 - по методике поверки АВЛГ.411152.033 РЭ1 согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 01.09.2011 г.;

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

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3T1, 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 в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

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 «РУСЭНЕРГО» (Регионы 1 очередь)». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 003/2019-01.00324-2011 от 24.01.2019 г.

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 «Энергосервис»

(ООО «Энергосервис»)

ИНН 4401095367

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

Телефон: +7 (4942) 44-00-44, +7 (4942) 44-00-02

Факс: +7 (4942) 44-00-66

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегиональный центр метрологического обеспечения» (ООО «МЦМО»)

ИНН 7715671659

Адрес: 600021, Владимирская область, г. Владимир, ул. Пушкарская, д. 46, офисы №№ 514, 515, 517

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.