

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 3053 от 18.012.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК Гарант» в составе ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета ООО «ЭСК Гарант» в составе ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (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 многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С-70, ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «ЭСК Гарант» в составе ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс», включающий каналообразующую аппаратуру, кластер виртуальных серверов баз данных (БД) ПАО «МРСК Центра и Приволжья», виртуальный сервер БД ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс», устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 и УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Энергосфера» и «Пирамида».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, синхронизации времени, обработки указанной информации, а также приему и передаче этой информации субъектам электроэнергетики и иным организациям.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее передача по беспроводным линиям связи (посредством GSM-модемов) на сервер БД ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

На сервере БД ПАО «МРСК Центра и Приволжья» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, а также передача информации на сервер БД ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» с помощью сети Интернет. Сервер БД ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» производит сбор, обработку, хранение, отображение, прием и передачу информации. Сервер БД ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Интернет.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется, в том числе, с АРМ операторов АИИС КУЭ.

Передача информации прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером БД ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» по каналу связи Интернет через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени (УСВ) на базе УСВ-1 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28716-05) и УСВ-2 (Рег. №41681-09) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более ± 5 с.

Коррекция часов сервера БД ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» выполняется с помощью УСВ-2 ежесекундно в автоматическом режиме.

Коррекция часов сервера БД ПАО «МРСК Центра и Приволжья» выполняется с помощью УСВ-1 ежечасно в автоматическом режиме.

Контроль времени в часах УСПД выполняет сервер БД ПАО «МРСК Центра и Приволжья» при каждом сеансе опроса. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и сервера БД ПАО «МРСК Центра и Приволжья» более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчика проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий УСПД и сервера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергосфера» и ПО «Пирамида 2000» (или выше: «Пирамида-Сети»). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Идентификационное наименование 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
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида Сети»
BinaryPackControls.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
CheckDataIntegrity.dll	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
ComIECFunctions.dll	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
ComModbusFunctions.dll	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
ComStdFunctions.dll	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
DateTimeProcessing.dll	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
SafeValuesDataUpdate.dll	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
SimpleVerifyDataStatuses.dll	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
SummaryCheckCRC.dll	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
ValuesDataProcessing.dll	81A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Фурманов-1, ВЛ-110 кВ Фурманов-Клементьево	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №16023-97 ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №14205-05 НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	СИКОН С-70 Рег. №28822-05 УСВ-1, Рег. №287176-05
2	ПС 110 кВ Фурманов-1, отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-1	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71		СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	
3	ПС 110 кВ Фурманов-1, отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-2	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71		СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	
4	ПС 110 кВ Заволжск, ВЛ-110 кВ Заволжск-Александрово	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. №2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-58 НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	СИКОН С-70 Рег. №28822-05 УСВ-1, Рег. №287176-05
5	ПС 110 кВ Писцово, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Писцово-Нерехта	ТБМО-110-УХЛ1 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. №23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. №24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	СИКОН С-70 Рег. №28822-05 УСВ-1, Рег. №287176-05
6	ПС 110 кВ Подозерская, отпайка от ВЛ-110 кВ Писцово-Нерехта	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-09 УСВ-1, Рег. №287176-05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 110 кВ Приволжск, ВЛ-110 кВ Приволжская-1	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. №2793-71	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	СИКОН С-70 Рег. №28822-05 УСВ-1, Рег. №287176-05
8	ПС 110 кВ Приволжск, ВЛ-110 кВ Приволжская-2	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. №2793-71	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	СИКОН С-70 Рег. №28822-05 УСВ-1, Рег. №287176-05
9	ПС 110 кВ Узбекистан, отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-2	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. №2793-71	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-09 УСВ-1, Рег. №287176-05
10	ПС 110 кВ Узбекистан, отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-1	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. №2793-71	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
11	ПС 110 кВ Осановец, ОРУ-110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Юрьев-Польский-Осановец	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71 ТБМО-110-УХЛ1 Кл.т. 0,5S Рег. №23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. №24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-09 УСВ-1, Рег. №287176-05
12	ПС 110 кВ Шуя-1, ОРУ-110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Шуя-Заря	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. №2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №14205-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	СИКОН С-70 Рег. №28822-05 УСВ-1, Рег. №287176-05
13	ПС 110 кВ Колобово, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. №2793-71	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-09 УСВ-1, Рег. №287176-05
14	ПС 110 кВ Камешково, ОРУ-110 кВ, ввод ВЛ-110 кВ Ковров-Камешково	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	СИКОН С-70 Рег. №28822-05 УСВ-1, Рег. №287176-05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 110 кВ Колобово, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТОГФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. №53344-13	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84 НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049- 09 УСВ-1, Рег. №287176-05
16	ПС 110 кВ Камешково, ОМВ 110 кВ	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	СИКОН С-70 Рег. №28822- 05 УСВ-1, Рег. №287176-05
17	ПС Пучеж 110кВ, ОМВ- 110кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	СИКОН С-70 Рег. №28822- 05 УСВ-1, Рег. №287176-05
18	ПС 110 кВ Пучеж, 2 с.ш., ввод ВЛ-110 кВ Нижегородская ГЭС - Пучеж с отп. на ПС 110 кВ Губцевская	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
19	ПС 110 кВ Верещагино, ввод ВЛ-110 кВ Чистовская - Верещагино	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. №2793-71	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049- 09 УСВ-1, Рег. №287176-05
20	ПС 110кВ Залесье, РУ- 10кВ, фид. №183	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. №1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. №20186-05	СЭТ-4ТМ.- 02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	СИКОН С-70 Рег. №28822- 05 УСВ-1, Рег. №287176-05
21	ПС 110кВ Залесье 110/10кВ, РУ- 10кВ, фид. №186	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. №2473-05	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. №20186-05	СЭТ-4ТМ.- 02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	

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 не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-4, 6-10, 12-14, 16-21	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,7	4,7
5	Активная	0,6	1,4
	Реактивная	1,3	2,5
11	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,6
15	Активная	0,8	1,6
	Реактивная	1,8	2,7

Примечания: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-30 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60

Продолжение таблицы 4

<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М 140000 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.02 140000 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М 165000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч 70000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 1 	
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее 114 - при отключении питания, лет, не менее 40 	
<p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее 45 - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее 10 <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5 	
<p>Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с</p>	<p>±5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

–защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

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 АИИС КУЭ и на комплектующие средств измерения.

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	8
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	36
Трансформатор тока	ТФНД-110М	6
Трансформатор тока	ТБМО-110-УХЛ1	3
Трансформатор тока	ТБМО-110-УХЛ1	1
Трансформатор тока	ТОГФМ-110	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02М.02	4
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С-70	8
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5
Устройство синхронизации системного	УСВ-1	1
Устройство синхронизации системного	УСВ-2	1

Продолжение таблицы 5

Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида»	1
Методика поверки	МП 206.1-281-2017	1
Паспорт-Формуляр	016-09-17.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-281-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК Гарант» в составе ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «29» сентября 2017г.

Основные средства поверки:

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

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

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

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

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИС СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.02 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИС СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИС СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- УСПД СИКОН С-70 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;

- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «ГСИ. Комплект программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009г.;

- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;

- УСВ-2 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в августе 2009 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. №27008-04

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термомоногигрометр CENTER (мод. 314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК Гарант» в составе ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК Гарант» в составе ЕЦСОИ ОАО «ЭнергосбыТ Плюс»

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

Изготовитель

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

ИНН 7722844084

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2

Адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр. д.42, к. 6.

Телефон/факс: (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetsenergo@gmail.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСК Гарант» (ООО «ЭСК Гарант»)
ИНН 7727743393

Юридический адрес: 153012, г. Иваново, ул. Суворова, д. 76, пом. 76

Телефон/факс: (4932) 93-73-00, 93-73-23

E-mail: info@garant-ivanovo.ru

Испытательные центры

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон/факс: (495) 437-55-77/ 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

(Редакция приказа Росстандарта № 3053 от 18.12.2019 г.)

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.