

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июля 2021 г. № 1352

Регистрационный № 82196-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» НкЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» НкЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов без учета коэффициентов трансформации, преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа УСВ-2 (Регистрационный № 41681-10), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ± 1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ± 1 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера СД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает нанесение на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». 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 программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControlS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7

Продолжение таблицы 1

Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctionS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbuSFunctionS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctionS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProceSSing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValueSDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuSeS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValueSDataProceSSing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2,3,4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Жилпоселок, В-10 кВ Ф-23А	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5; 600/5 Рег.№32139-06	НТМИ-10-66 КТ 0,5; 10000/100 Рег.№ 831-69	Меркурий 230 КТ 0,5S/1,0 Рег.№23345-07	ARIS-28xx Рег.№67864-17
2	ПС 110 кВ Жилпоселок, В-10 кВ Ф-43	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5; 600/5 Рег.№32139-06	НТМИ-10-66 КТ 0,5; 10000/100 Рег.№ 831-69	Меркурий 230 КТ 0,5S/1,0 Рег.№23345-07	ARIS-28xx Рег.№67864-17
3	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ГПП 1,2 2ц(яч.19)	ТВ-110 КТ 0,2; 1000/1 Рег.№20644-03	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
4	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ГПП 1,2,9	ТВ-110 КТ 0,2; 1000/1 Рег.№20644-03	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
5	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ГПП 3,5	ТВ-110 КТ 0,5; 500/1 Рег.№20644-03	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5; (110000/√3)/(0,1/√3) Рег.№ 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
6	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ГПП 6,7	ТВУ-110-50 КТ 0,5; 750/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
7	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ГПП 10	ТВГ-110 КТ 0,2S; 1000/1 Рег.№22440-07	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - Очистные	ТВУ-110-50 КТ 0,5; 1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
9	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ТАНЕКО	TG145-420 КТ 0,2S; 1000/1 Рег.№30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5; (110000/√3)/(0,1/√3) Рег.№ 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

10	ПС 220 кВ Нижнекамская, Ф-17	ТПЛ-10к(т) КТ 0,5; 300/5 Рег.№2367-68	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5; 10/0,1 Рег.№ 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
11	ПС 220 кВ Нижнекамская, Ф-24	ТПЛ-10к(т) КТ 0,5; 300/5 Рег.№2367-68	НТМИ-10-66У3 КТ 0,5; 10000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
12	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ГПП 1,2 1ц (яч.5)	ТВ-110 КТ 0,2; 1000/1 Рег.№20644-03	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
13	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - ПАВ 1	ТВГ-110 КТ 0,2S; 1000/1 Рег.№22440-07	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
14	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - Этилен 2	ТВГ-110 КТ 0,2S; 1000/1 Рег.№22440-07	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
15	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 220 кВ Заводская- Танеко	TG145-420 КТ 0,2S; 1000/1 Рег.№30489-05	НКФ-220-58 У1 КТ 0,5; (220000/√3)/ (100/√3) Рег.№ 14626-95	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
16	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-14	ТВУ-110-П КТ 0,5; 1000/1 Рег.№3182-72	НКФ 110-83У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
17	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-15	ТВУ-110-П КТ 0,5; 1000/1 Рег.№3182-72	НКФ 110-83У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
18	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-11,16	ТВУ-110-П КТ 0,5; 1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

19	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-12,13	ТВУ-110-II КТ 0,5; 1000/1 Пер.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
20	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-СОВ	ТВУ-110-II КТ 0,5; 1000/1 Пер.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
21	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-1,2	ТВУ-110-II КТ 0,5; 1000/1 Пер.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
22	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-3,4	ТВУ-110-II КТ 0,5; 1000/1 Пер.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
23	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-23,МОП	ТВ-110/50 КТ 0,5; 1000/1 Пер.№3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
24	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-5	ТВУ-110-II КТ 0,5; 1000/1 Пер.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
25	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-21,22	ТВ-110/50 КТ 0,5; 1000/1 Пер.№3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
26	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская - КГПТО	ТВ-110 KN 0,2S; 600/1 Пер.№58640-14	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Пер.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
27	ПС 220 кВ Бегишево, ВЛ 110 кВ Бегишево- КГПТО	ТОГФ-110 КТ 0,2S; 1000/1 Пер.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® КТ 0,2; 110000/100 Пер.№ 53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

28	ПС 110 кВ Поселковая, В-6 кВ Ф-26	ТЛК-10 КТ 0,5; 200/5 Рег.№9143-06	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5; 6000/100 Рег.№ 20186-00	Меркурий 234 КТ 0,5S/1,0 Рег.№48266-11	ARIS-28xx Рег.№67864-17
29	ПС 110 кВ Соболеково, В-6 кВ Ф-32	ТЛК10-5,6 КТ 0,5; 200/5 Рег.№9143-01	НАМИТ-10-2 КТ 0,5; 6000/100 Рег.№ 18178-99	Меркурий 234 КТ 0,5S/1,0 Рег.№48266-11	ARIS-28xx Рег.№67864-17
30	ПС 220 кВ Нижнекамская, 1 ОВ-110кВ	ТВГ-110 КТ 0,2S; 1000/1 Рег.№22440-07	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
31	ПС 220 кВ Нижнекамская, 2 ОВ-110кВ	ТВ-110/50 КТ 0,5; 1000/1 Рег.№3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5; (110000/√3)/ (0,1/√3) Рег.№ 24218-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
32	ПС 220 кВ Заводская, 1 ОВ-110 кВ	ТВУ-110-П КТ 0,5; 2000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-83У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
33	ПС 220 кВ Заводская, 2 ОВ-110 кВ	ТВУ-110-П КТ 0,5; 2000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5; 110000/100 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
34	ПС 35 кВ Н. Курмашево, В-10 кВ Ф-7	ТОЛ-10-1 КТ 0,5S; 100/5 Рег.№15128-07	НАМИ-10 КТ 0,2; 10000/100 Рег.№ 11094-87	Меркурий 234 КТ 0,5S/1,0 Рег.№48266-11	ARIS-28xx Рег.№67864-17
35	ПС 220 кВ Бегишево, ОВ-110 кВ	ТОГФ-110 КТ 0,2S; 1000/1 Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® КТ 0,2; 110000/100 Рег.№ 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа..

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке.

Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1	2	3	4
27, 35	Активная	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$
	реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 2,1$
7, 9, 13-15, 26, 30	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$
	реактивная	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$
3, 4, 12	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$
	реактивная	$\pm 1,8$	$\pm 2,7$
5, 6, 8, 10, 11, 16-25, 31-33	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,2$
	реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 4,7$
1, 2, 28, 29	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,5$
	реактивная	$\pm 3,0$	$\pm 4,9$
34	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,2$
	реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 3,2$

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8_{инд.}$, $W_{2\%}$

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	35
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos \varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos \varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2 70000 2

Продолжение таблицы 4

УССВ:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
сервер:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
– при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
– при отключении питания, лет, не менее	5
сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
 - защита информации на программном уровне;
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	3
Трансформаторы тока	ТВ-110	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-10к(т)	4
Трансформаторы тока	ТВУ-110-50	5
Трансформаторы тока	TG145-420	6
Трансформаторы тока	ТВУ-110-ІІ	30
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТВ-110	3
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	18
Трансформаторы напряжения	НКФ 110-83У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	24
Контроллеры многофункциональные	ARIS 28xx	4

Продолжение таблицы 5

Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	7
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Методика поверки	МП.359116.10.2019	1
Формуляр	ПФ.359116.10.2019	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359116.10.2019	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359116.10.2019. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ»

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» НкЭС

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

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

