

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83290-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» (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 каналообразующую 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 (зарегистрировано в ФИФОЕИ под № 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 возможность пломбировки и нанесения заводского номера. Заводской номер заносится в Паспорт-Формуляр.

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)	E619 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 Южная, яч. 6 кВ №102	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
2	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №206	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
3	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №210	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
4	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №305	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
5	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №308	ТЛО-10 КТ 0,5S 400/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
6	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №408	ТЛО-10 КТ 0,5S 600/5 Рег.№25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 КТ 0,5 (6000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
7	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №17	ТПЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№2363-68	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №20	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 Рег.№1261-59	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
9	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №30	ТПОЛ-10 У3 КТ 0,5 600/5 Рег.№51178-12	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

10	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ №31	ТПЛМ-10 КТ 0,5 300/5 Рег.№2363-68	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 6000/100 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
11	ПС 110 кВ Крыловка, яч. 10 кВ №9	ТВЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№1856-63	НТМИ-10-66 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 110 кВ Крыловка, яч. 10 кВ №46	ТВЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
13	ПС 220 кВ Кутлу Букаш, ВЛ 220 кВ Букаш - Вятские Поляны	ТОГФ-220 КТ 0,2S 1000/5 Рег.№46527-11	ЗНГ-УЭТМ® КТ 0,2 (220/√3)/(100/√3) Рег.№ 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
14	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Шиньша	ТФНД-110М КТ 0,5 200/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
15	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Шиньша (резервный)	ТФНД-110М КТ 0,5 200/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	Сикон С70 Рег.№28822- 05
16	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Илеть	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 300/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
17	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Илеть (резервный)	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 300/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	Сикон С70 Рег.№28822- 05
18	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 35 кВ Новый Кинер - Мариец	ТФН-35М, ТФНД-35М КТ 0,5 150/5 Рег.№3690-73, 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	Сикон С70 Рег.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

19	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 35 кВ Новый Кинер - Мариец (резервный)	ТФН-35М, ТФНД-35М КТ 0,5 150/5 Рег.№3690-73, 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	Сикон С70 Рег.№28822- 05
20	ПС 110 кВ Новый Кинер, ОМШВ 110 кВ	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 300/5 Рег.№2793-71	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 (110/√3)/(100/√3) Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 12	Сикон С70 Рег.№28822- 05
21	ПС 500 кВ Киндери, ВЛ 500 кВ Помары- Киндери	TG 550 КТ 0,2S 2000/1 Рег.№26735-08	СРВ-550 КТ 0,2 (500000/√3)/(100/√3) Рег.№ 47844-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697- 08	Сикон С70 Рег.№28822- 05

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
13, 21	Активная	±0,6	±1,4
	реактивная	±1,2	±2,1
7-12, 14-20	Активная	±1,1	±3,2
	реактивная	±2,8	±4,7
1-6	Активная	±1,1	±2,9
	реактивная	±2,8	±3,0

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 Iном Cos φ = 0,8инд., W_{2%}

4 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	21
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $coS\varphi$ – частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $coS\varphi$ – частота, Гц <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>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</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000 2 70000 2 35000 2 100000 1</p>
<p>Глубина хранения информации: счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113 10 45 5 3,5</p>
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	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18
Трансформаторы тока	TG 550	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1
Трансформаторы тока	ТОГФ-220	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	12
Трансформаторы напряжения измерительные	СРВ-550	3

Продолжение таблицы 5

Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	21
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Формуляр	ПФ.359114.11.2021	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359114.11.2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359114.11.2021. 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»

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

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

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Казанские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» КЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 420021, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Г. Тукая, 109

Телефон (факс): (84374) 3-25-59, (84374) 3-25-47

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 выдан 13.05.2015 г.

