

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» ноября 2022 г. № 2993

Регистрационный № 80896-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС (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 GPS/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 возможность пломбировки и нанесения заводского номера. Заводской номер заносится в Паспорт-Формуляр типографским способом.

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
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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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	ПС 110 кВ Болгары, ВЛ 110 кВ Болгары-Матвеевка	TG 300/5 КТ 0,5 Рег.№30489-09	ЗНГ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
2	ПС 110 кВ Болгары, ВЛ 110 кВ Болгары-Матвеевка (резерв)	TG 300/5 КТ 0,5 Рег.№30489-09	ЗНГ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
3	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 105.	ТЛО-10 3000/5 КТ 0,5S Рег.№25433-08	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
4	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 103.	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5 Рег.№51623-12	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
5	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 204.	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5 Рег.№51623-12	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
6	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 206.	ТЛО-10 3000/5 КТ 0,5S Рег.№25433-08	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
7	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Кошки	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Кошки (Резервный)	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
9	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Ч.Вершины	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

10	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат- Ч.Вершины (резервный)	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
11	ПС 35 кВ Иске.Рязап, ВЛ 35 кВ Иске-Рязап- Тиинск	ТФН-35М 150/5 КТ 0,5 Рег.№3690-73	ЗНОМ-35-65 35000/10 КТ 0,5 Рег.№912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-2803 Рег.№67864- 17
12	ПС 35 кВ Иске.Рязап, ВЛ 35 кВ Иске-Рязап- Тиинск(резерв)	ТФН-35М 150/5 КТ 0,5 Рег.№3690-73	ЗНОМ-35-65 35000/10 КТ 0,5 Рег.№912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-2803 Рег.№67864- 17
13	ПС 35 кВ Синдряково , Фидер 06	ТПЛ-10-М 100/5 КТ 0,5 Рег.№22192-03	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег.№11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
<p>Примечания:</p> <p>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.</p> <p>2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа..</p> <p>3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке.</p> <p>Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>					

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
7, 8, 9, 10	Активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$
13	Активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,5$	$\pm 3,1$ $\pm 4,6$
1, 2, 4, 5, 11, 12	Активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 3,2$ $\pm 4,7$
3, 6	Активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 2,9$ ± 3
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8_{инд.}$, $W_{2\%}$</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	13
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °С 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>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</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °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 -45 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -10 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>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>90000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>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</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>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 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	TG 145-420	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ	3
Трансформаторы напряжения	ТЛР 4	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9

Продолжение таблицы 5

Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Контроллеры многофункциональные	ARIS 28xx	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Методика поверки	МП.359118.10.2019	1
Формуляр	ПФ.359118.10.2019	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359118.10.2019	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359118.10.2019. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети)
ИНН 1655049111
Адрес: 422980, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Чистополь,
ул. К. Маркса, д. 131

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети)
ИНН 1655049111
Адрес: 422980, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Чистополь,
ул. К. Маркса, д. 131

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
Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.