

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «19» февраля 2021 г. № 151

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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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.

### 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	-

Продолжение таблицы 1

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	ПС 110/10 кВ Болгары, ВЛ 110 кВ Болгары- Матвеевка	TG 145-420 300/5 КТ 0,5 Пер.№15651- 96	ЗНГ 110000/100 КТ 0,5 Пер.№41794- 09	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
2	ПС 110/10 кВ Болгары, ВЛ 110 кВ Болгары- Матвеевка(резерв)	TG 145-420 300/5 КТ 0,5 Пер.№15651- 96	ЗНГ 110000/100 КТ 0,5 Пер.№41794- 09	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
3	ПС 100/35/6 кВ Каргали. Фидер 105.	ТЛО-10 3000/5 КТ 0,5S Пер.№25433- 11	ТJP 4 6000/100 КТ 0,5 Пер.№45423- 10	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
4	ПС 100/35/6 кВ Каргали. Фидер 103.	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5 Пер.№51623- 12	ТJP 4 6000/100 КТ 0,5 Пер.№45423- 10	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
5	ПС 100/35/6 кВ Каргали. Фидер 204.	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5 Пер.№51623- 12	ТJP 4 6000/100 КТ 0,5 Пер.№45423- 10	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
6	ПС 100/35/6 кВ Каргали. Фидер 206.	ТЛО-10 3000/5 КТ 0,5S Пер.№25433- 11	ТJP 4 6000/100 КТ 0,5 Пер.№45423- 10	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
7	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Кошки	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Пер.№15651- 96	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Пер.№23894- 12	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
8	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Кошки (Резервный)	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Пер.№15651- 96	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Пер.№23894- 12	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
9	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Ч.Вершины	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Пер.№15651- 96	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Пер.№23894- 12	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697- 12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

10	ПС 110/35/10 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат- Ч.Вершины(резервный)	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№15651- 96	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
11	ПС 35/10 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 35/10 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 35/10 кВ Синдряково , Фидер 06	ТПЛ-10-М 100/5 КТ 0,5 Рег.№22192- 03	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег.№20186- 00	СЭТ- 4ТМ.03М 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, ( $\delta$ ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\delta$ ) %
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	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 2,9$ $\pm 3$

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  $I_{ном} \cos \varphi = 0,8 \text{ инд.}$ ,  $W_{2\%}$

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	13
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 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> 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 УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – 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 сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 5 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.
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	ТJP 4	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9
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





Продолжение таблицы 5

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 системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС**

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

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

