

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, двухуровневую 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 и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервера баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМы) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида»

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством GSM/GPRS канала связи поступает в ИВК филиала, где производится сбор, хранение результатов измерений.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации от сервера БД в 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, таймеры сервера БД и счетчиков. Сравнение времени сервера БД ИВК с таймером приемника осуществляется ежесекундно, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера БД на величину более ± 1 с. Сличение времени счетчика с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более $\pm 1,0$ с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД 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 2000». 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
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм расчета цифрового идентификатора	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 ИК	Наименование ИК, диспетчерское наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	КТП-6, Котельная №4 КТП-6 (УКП)	ТОП-0,66 УЗ КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№44142-11	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
2	КТП-83, Л-1 ООО "Нурлатские тепловые сети" Котельная №5 ПТС КТП-83	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 234 КТ0.5S/1.0 Рег.№48266-11	Сикон С50 Рег.№65197-16
3	КТП-3376, Л-03 Дорстрой КТП-3376	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
4	КТП-2008, Ввод Т-1 КТП-2008	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 234 КТ0.5S/1.0 Рег.№48266-11	Сикон С50 Рег.№65197-16
5	КТП-2057, Ввод Т-1 КТП-2057	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
6	КТП-111, Ввод Т-1 КТП-111	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=600/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
7	ЦРП-2, Ввод Т-1 резерв ЦРП-2 котельная	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=50/5 Рег.№22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Рег.№20186-05	Меркурий 234 КТ0.5S/1.0 Рег.№48266-11	Сикон С50 Рег.№65197-16
8	КТП-2450, Ввод Т-1 КТП-2450 КРС	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 234 КТ0.5S/1.0 Рег.№48266-11	Сикон С50 Рег.№65197-16
9	КТП-2383, Ввод Т-1 КТП-2383 зерноток	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=400/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 234 КТ0.5S/1.0 Рег.№48266-11	Сикон С50 Рег.№65197-16
10	КТП-2455, Ввод Т-1 КТП-2455 СТФ.МТФ	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=300/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
11	КТП-2209, Ввод Т-1 КТП-2209 КРС	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=200/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	КТП-2164, Ввод Т-1 КТП-2164 СТФ	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
13	КТП-1655, Ввод Т-1 КТП-1655 Откорм.площадка	ТТЭ-С КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№54205-13	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
14	КТП-1658, Ввод Т-1 КТП-1658 Откорм.площадка	ТТЭ-С КТ0.5 Ктт=150/5 Рег.№54205-13	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
15	КТП-1544, Ввод Т-1 КТП-1544 Сушилка	ТШ-0,66 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№67928-17	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
16	КТП-1578, Ввод Т-1 КТП-1578 КРС,з/т	ТШП-0,66 У3 КТ0.5 Ктт=1000/5 Рег.№44142-11	-	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
17	КТП № 704078, Ввод Т-1 КТП № 704078	ТШП-0,66 У3 КТ0.5 Ктт=600/5 Рег.№44142-11	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
18	КТП № 709098, Ввод Т-1 КТП № 709098	Т-0,66 КТ0.5 Ктт=400/5 Рег.№22656-07	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
19	КТП № 709098, Ввод Т-2 КТП № 709098	ТШП-0,66 У3 КТ0.5 Ктт=600/5 Рег.№44142-11	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
20	ЦРП-2, Ввод Т-2 ЦРП-2 котельная	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=50/5 Рег.№22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Рег.№20186-05	Меркурий 230 КТ0.5S/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
21	КТП № 711228, ПУ-2, ВРУ-1 ТУ-5 КТП №711228	ТТЭ КТ0.5 Ктт=600/5 Рег.№32501-06	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
22	КТП № 711228, ПУ-1, ВРУ-2 ТУ-6 КТП №711228	ТТЭ КТ0.5 Ктт=600/5 Рег.№32501-06	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
23	КТП № 711228, ПУ-1, ВРУ-1 ТУ- 4 КТП №711228	ТТЭ КТ0.5 Ктт=600/5 Рег.№32501-06	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
24	КТП № 711228, ПУ-2, ВРУ-2 ТУ-7 КТП №711228	ТТЭ КТ0.5 Ктт=600/5 Рег.№32501-06	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16
25	КТП № 711192, Л-16 СК Лидер ВРУ-3 ТУ-2 КТП №711192	ТТЭ КТ0.5 Ктт=400/5 Рег.№32501-06	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	КТП № 711192, Л-03 СК Лидер ВРУ-3 ТУ-1 КТП №711192	ТТЭ КТ0.5 Ктт=400/5 Рег.№32501-06	-	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Рег.№23345-07	Сикон С50 Рег.№65197- 16
27	КТП-2449, СТФ,з\т ООО "Нурлат Сэте" КТП-2449	ТОП-0,66 УЗ КТ0.5 Ктт=300/5 Рег.№44142-11	-	Меркурий 234 КТ0.5S/1.0 Рег.№48266-11	Сикон С50 Рег.№65197- 16

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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

4 КТ – класс точности, Ктт (Ктн) – коэффициент трансформации трансформатора тока (напряжения).

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (δ), %
1-6, 8-19, 21-27	Активная	± 1	$\pm 3,5$
	реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 4,8$
7, 20	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,5$
	реактивная	± 3	$\pm 4,9$

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	27
Нормальные условия:	
параметры сети:	
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 98 до 102
– ток, % от $I_{ном}$	от 5 до 120
– коэффициент мощности, $\cos\phi$	0,9
– частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25

Продолжение таблицы 4.

1	2
<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>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>150000</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>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>85</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
<p>Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с</p>	<p>±5</p>

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	ТПЛ-10-М	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	33
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТЭ	18
Трансформаторы тока	ТШП-0,66 У3	9
Трансформаторы тока	ТОП-0,66 У3	6
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ-С	6
Трансформаторы тока	ТШ-0,66	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	6
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	21
Контроллеры многофункциональные	Сикон С50	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	МП.359118.МТ.12.2018	1
Формуляр	ПФ.359118.МТ.12.2018	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359118.МТ.12.2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП.359118.МТ.12.2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» «30» октября 2018 г.

Основные средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчики Меркурий 230 по документу АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические Меркурий 230. Приложение Г. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- Счетчики Меркурий 234 по документу АВЛГ.411152.033 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические Меркурий 234. Приложение Г. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27008-04);

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС.

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

Изготовитель

Филиал ОАО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети
(Филиал ОАО «Сетевая компания» ЧЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 420021, Республика Татарстан, город Чистополь, ул. К. Маркса, 36

Телефон (факс): (84342) 5-27-00, (84342) 5-28-81

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 от 13.05.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.