

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Грозненской ТЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Грозненской ТЭС предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, на котором, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с ИВК настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК).

Синхронизация часов ИИК и ИВК с единым координированным временем обеспечивается УССВ, непрерывно сравнивающим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ, осуществляется периодически 1 раз в 1 час. Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ производится при наличии любого расхождения.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ, осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ  $\pm 1$  с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электрической энергии, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счётчиков, и сервера АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», метрологически значимая часть которого указана в таблице 1. В ПО «Пирамида 2000» реализована защита измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое средствами ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	Грозненская ТЭС, Г-1 (15,75 кВ)	ТВ-ЭК 10000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	ЗНОЛ-ЭК-15 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10  Сервер: iROBO	активная  реактивная
2	Грозненская ТЭС, Г-2 (15,75 кВ)	ТВ-ЭК 10000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	ЗНОЛ-ЭК-15 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
3	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №2, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 II цепь	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
4	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №3, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ПС №84	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
5	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №4, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный с отпайками	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
6	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №5, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №10, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10  Сервер: iROBO	активная  реактивная
8	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №11, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 I цепь	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
9	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №13, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная с отпайкой на ПС Холодильник	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
10	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №14, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь	ТВ-ЭК 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
11	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №7, ШОВ-1	ТВ-ЭК 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная
12	Грозненская ТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №16, ШОВ-2	ТВ-ЭК 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 56255-14	НАМИ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная  реактивная

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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 12 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,01I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$ , %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 12 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	2,0	1,9
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	2,0	1,9
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	0,9	2,1	2,0
	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	1,5	2,6	2,3

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 35 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
$I$	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - частота, Гц - коэффициент мощности <math>\cos\phi</math> температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от -40 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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 УССВ - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000 2 100000 1 35000 2</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113 10 3,5</p>
<p>Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с</p>	<p>±5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;

- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Грозненской ТЭС типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	56255-14	36
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	47583-11	6
Трансформатор напряжения	НАМИ	60353-15	12
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	12
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Сервер	HP Proliant DL360e Gen10	-	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	МП 206.2-101-18	-	1
Формуляр	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.2-101-18 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Грозненской ТЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20 декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.;

- УСВ-2 – по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) рег. № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.311) рег. № 22129-09;

- измеритель магнитного поля «ИМП-04» рег. № 15527-02.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Грозненской ТЭС для оптового рынка электрической энергии (АИ-ИС КУЭ Грозненской ТЭС), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат аккредитации № RA.RU.312308 от 04.10.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) Грозненской ТЭС**

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

#### **Изготовитель**

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»  
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение. 27

Телефон: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)



**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.