

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «21» июля 2023 г. № 1496

Регистрационный № 89559-23

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Махачкалинская ТЭЦ

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Махачкалинская ТЭЦ (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

Первичные 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 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИВК по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ принимающим сигналы точного времени от навигационных космических аппаратов систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (Зав. № 1136) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Махачкалинская ТЭЦ, ТГ-1 6 кВ	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
2	Махачкалинская ТЭЦ, ТГ-2 6 кВ	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Махачкалинская ТЭЦ, ТГ-3 6 кВ	ТБК-10 Кл.т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
4	Махачкалинская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. Дагэтанол	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
5	Махачкалинская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. Мясокомбинат	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
6	Махачкалинская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. Горьковский	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
7	Махачкалинская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. Фабричный	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	Махачкалинская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, ф. Махачкалинский	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 КтТ 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	Махачкалинская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. Пушкинский	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 КтТ 400/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КтН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
10	Махачкалинская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. Консервный	ТПЛК 10 Кл.т. 0,5 КтТ 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КтН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
11	Махачкалинская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Махачкалинская ТЭЦ - Приозерная с отпайкой на ПС Стекловолокно (ВЛ-35-2)	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S КтТ 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОЛ-35Ш Кл. т. 0,5 КтН 35000:√3/100:√3 Рег. № 21257-06	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	
12	Махачкалинская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Махачкалинская ТЭЦ - Новая (ВЛ-35-6)	ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S КтТ 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОЛ-35Ш Кл. т. 0,5 КтН 35000:√3/100:√3 Рег. № 21257-06	ТЕ2000.01.00.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</li><li>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</li><li>3. Погрешность в рабочих условиях указана для <math>\cos\varphi = 0,8</math> инд, <math>I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-12 от -40 до +60°C.</li><li>4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</li><li>5. 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 2 метрологических характеристик.</li><li>6. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.</li><li>7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</li><li>8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.</li><li>9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</li></ol>								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>99 до 101</p> <p>100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>- температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>- температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °С:</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -25 до +60</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее: <ul style="list-style-type: none"> <li>- для счетчиков ТЕ2000.01.00.00 (рег. № 83048-21)</li> <li>- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-17)</li> </ul> </li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>220000</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- профиль нагрузки с получасовым интервалом, сут, не менее	45
- при отключении питания, год, не менее	5
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, год, не менее	3,5

**Надежность системных решений:**

– защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

**В журналах событий фиксируются факты:**

– журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера БД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервера БД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

**Защищённость применяемых компонентов:**

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

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

- счетчика;
- сервера БД.

**Возможность коррекции времени в:**

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

**Возможность сбора информации:**

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

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

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛК 10	16
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ 35	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	15
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ2000.01.00.00	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1136 ПФ	1

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Махачкалинская ТЭЦ, аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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».

**Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «Дагестанэнерго»

(ООО «Дагестанэнерго»)

ИНН 0570006131

Юридический адрес: 367000, Республика Дагестан, г. Махачкала, пр-кт Петра 1, д. 25А

**Изготовитель**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

