

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «20» декабря 2024 г. № 3035

Регистрационный № 94139-24

Лист № 1  
Всего листов 11

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш», 2 очередь

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш», 2 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**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 (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), 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 сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ происходит один раз в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний с часами сервера более  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш», 2 очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchronSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff7 0be1eb1 7c83f7b0 f6d4a132 f	d79874d1 0fc2b156a 0fdc27e1c a480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a928 3d1e66494 521f63d00 b0d9f	c391d642 71acf4055 bb2a4d3fe 1f8f48	ecf53293 5ca1a3fd 3215049 af1fd979 f	530d9b01 26f7cdc23 ecd814c4e b7ca09	1ea5429 b261fb0e 2884f5b 356a1d1 e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой от- носительной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сборка 0,4 кВ мясного цеха, КЛ 0,4 кВ в сторону ГК № 26	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,4
							Реактив- ная	2,1	5,8
2	ВРУ-0,4 кВ ГК № 239, КЛ-0,4 кВ от сборки 0,4 кВ мясного цеха	-	-	Меркурий-234 ARTX2-02 DPBR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL180 G9	Актив- ная	1,0	3,6
							Реактив- ная	2,0	7,1
3	ТП - 35 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	Силовая сборка 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Иванов А.А.	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В  Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фаза: С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL180 G9	Актив- ная	1,0	3,3		
								Реактив- ная	2,1	5,8	
5	ТП - 17 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч. 8	ТТЕ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19					Актив- ная	1,0	3,4
								Реактив- ная	2,1	5,8	
6	ТП - 17 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, яч. 9	ТТК-30 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 76349-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19					Актив- ная	1,0	3,4
								Реактив- ная	2,1	5,8	
7	ЯБПВУ 0,4 кВ ЦТП (центральный тепловой пункт)-2, КЛ 0,4 кВ в сторону ГК № 239А	-	-	Меркурий-234 ARTX2-02 DPBR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19					Актив- ная	1,0	3,6
								Реактив- ная	2,0	7,1	
8	ЯБПВУ 0,4 кВ ЦТП (центральный тепловой пункт)-2, КЛ-0,4 кВ в сторону ГК № 239 Б	-	-	Меркурий-234 ARTX2-02 DPBR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,6		
						Реактив- ная	2,0	7,1			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
9	ВРУ-0,4 кВ ГК № 36, КЛ 0,4 кВ от ЯБПВУ 0,4 кВ ЦТП (центральный тепловой пункт)-2	-	-	Меркурий-234 ARTX2-02 DPBR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL180 G9	Актив- ная	1,0	3,6		
								Реактив- ная	2,0	7,1	
10	ВРУ-0,4 кВ ГСК № 107, КЛ 0,4 кВ от ЯБПВУ 0,4 кВ ЦТП (центральный тепловой пункт)-2	ТТИ-А Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19					Актив- ная	1,0	3,4
								Реактив- ная	2,1	5,8	
11	ТП-52 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 15	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19					Актив- ная	1,0	3,4
								Реактив- ная	2,1	5,8	
12	ТП-53 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 9	ТТЕ-60 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,4		
						Реактив- ная	2,1	5,8			
13	ТП-53 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 8	ТТЕ-60 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,4		
						Реактив- ная	2,1	5,8			
14	ТП-53 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 5	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 81837-21 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,4		
						Реактив- ная	2,1	5,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ ЛВРЗ, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 3	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL180 G9	Актив- ная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,9
16	ТП 18 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ф. 8	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий-234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,4
							Реактив- ная	2,1	5,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1, 5, 6, 10-14, 16 для силы тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для силы тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	16
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>сила тока, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 1, 5, 6, 10-14, 16</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>сила тока, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 1, 5, 6, 10-14, 16</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -10 до +35</p> <p>от -10 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>320000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>114</p> <p>40</p> <p>170</p> <p>5</p> <p>3,5</p>



Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках и сервере;  
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счетчиков электрической энергии;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательной коробки;  
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчиков электрической энергии;  
сервера.

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:  
о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

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

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-30	9
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	9
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-30	3
Трансформаторы тока	ТТК-30	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-60	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL180 G9	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭП.411714.АИИС.022 ПФ	1

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш», 2 очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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

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

#### **Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергопром»  
(ООО «Трансэнергопром»)

ИНН 7731411714

Юридический адрес: 123317, г. Москва, ул. Литвина-Седого, д. 4, стр. 1

Телефон: (495) 103-45-72

E-mail: info@transenprom.ru

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрайм» (ООО «Энергопрайм»)

ИНН 3328030900

Адрес: 600022, г. Владимир, ул. Ставровская, д. 4, кв. 386

Телефон: (915) 769-34-14

E-mail: zevladimir33@gmail.com

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»  
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,  
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

