

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95489-25

Лист № 1  
Всего листов 11

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе» (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 состоит из двух уровней:

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 сервер, программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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:

– 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчиках, либо на сервере.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронно-цифровой подписью ООО «РТ-Энерго» в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером или АРМ энергосбытовой организации по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с зарегистрированными в Федеральном информационном фонде АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью, не более указанной в таблице 3. СОЕВ включает в себя УСВ, шкалы времени сервера и счетчиков.

УСВ сравнивает собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера с УСВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Шкала времени счетчиков синхронизируется от шкалы времени сервера. Сравнение шкалы времени счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более  $\pm 1$  с (параметр программируемый).

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 АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе» нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода на корпусе сервера ИВК. Дополнительно заводской номер 100 указывается в формуляре.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ps0_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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, 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИС КУЭ

№п/п	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	Сервер УСВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Мыза, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 601	ППОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
2	ПС 110 кВ Мыза, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 612	ППОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
3	ПС 110 кВ Мыза, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 617	ППОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Dell EMC PowerEdge R640 УСВ-3 Рег. № 64242-16
4	ПС 110 кВ Мыза, КРУН-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, ф. 631	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	КПП-8 6 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ 13-1-2 0,4 кВ	ГТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	КПП-7 6 кВ, СИШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ 13-1-2 0,4 кВ	ГТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 36697-08	
7	ПП-3 6 кВ Корпус 4, РУ-6 кВ, 1 СИШ 6 кВ, яч. 11	ППОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМК-6-48 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 77036-19	
8	ПП-3 6 кВ Корпус 4, РУ-6 кВ, 2 СИШ 6 кВ, яч. 12	ППОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМК-6-48 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 77036-19	Dell EMC PowerEdge R640
9	ПП-2 6 кВ Квазар, РУ-0,4кВ, 1 СИШ 0,4 кВ, ф. 13	ГТЕ-Р 88 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 73622-18 Фазы: А; В; С	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	
10	ПП-2 6 кВ Квазар, РУ-0,4кВ, 2 СИШ 0,4 кВ, ф. 14	ГТЕ-Р 88 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 73622-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 64450-16	
11	ВРУ-0,4 кВ ООО ВВИК, ввод 0,4 кВ	Г-0,66 У3 Кл.т. 0,5С 100/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Г Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	КТП-5 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, РЩ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 50460-18	
13	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ППЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТММ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: ABC	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 77036-19	Dell EMC PowerEdge R640
14	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 8	ППЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТММ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: ABC	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16
15	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 17	ППЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТММ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: ABC	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 77036-19	
16	ЦРП 6 кВ Кварц, РУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18	ППЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТММ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: ABC	ТЕ3000.03 Кл.т. 0,5С/1,0 Рег. № 77036-19	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07
17	РУ-0,4 кВ нежилого помеще- ния,ЩЭ №1 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	—	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	РУ-0,4 кВ нежилого помеще-ния, ЦЭ №2 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	
19	РУ-0,4 кВ нежилого помеще-ния, ЦЭ №3 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	
20	РУ-0,4 кВ нежилого помеще-ния, ЦЭ №4 0,4, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	
21	ТП-2 6 кВ Кварц, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ ф. 18	ТТЕ-А Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	

П р и м е ч а н и я

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ГТ, ГН 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.

3 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

4 Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

5 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1-4	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,3	4,8
7, 8, 13-16	Активная	1,3	3,3
	Реактивная	2,5	5,7
5, 6, 9, 10, 12 21	Активная	1,0	3,2
	Реактивная	2,1	5,6
17-20	Активная	1,0	3,4
	Реактивная	2,0	6,4
11	Активная	1,0	3,3
	Реактивная	2,1	5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ( $\pm\Delta$ ), с			5
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК № 11 для тока 2 % от <math>I_{ном}</math>, для остальных ИК – для тока 5 % от <math>I_{ном}</math>; <math>\cos\phi = 0,8_{инд}</math>.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	21
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 95 до 105
сила тока, % от $I_{ном}$	
для ИК № 11	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °C	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
сила тока, % от $I_{ном}$	
для ИК № 11	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C	от -40 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 0 до +40
температура окружающей среды в месте расположения сервера ИВК, °C	от +15 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Меркурий 234, ТЕ3000: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2
для счетчика типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 24
для сервера ИВК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М, ПСЧ-4ТМ.05МК, ТЕ3000: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типов Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	5
для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера ИВК: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	6
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-А	3
Трансформаторы тока измерительные разъемные	ТТЕ-Р 88	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения измерительные, трехфазные, двухобмоточные, с масляным заполнением, стационарные, с номинальным напряжением 6000 и 3000 В	HTMK-6-48	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	Dell EMC PowerEdge R640	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	68072726.411711.100.ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИС КУЭ ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «ННПО имени М.В. Фрунзе», 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 «РТ-Энергоэффективность»  
(ООО «РТ-Энерго»)  
ИНН 7729663922  
Юридический адрес: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 11  
Телефон: (499) 426-00-96  
E-mail: info@rtenergy.ru  
Web-сайт: www.rtenergy.ru

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»)  
ИНН 7718660052  
Адрес: 115432, г. Москва, вн.тер.г. м. о. Даниловский, пр-д 2-й Кожуховский, д. 29, к. 5, помещ. 1/6  
Телефон: (985) 822-71-17  
E-mail: eso-96@inbox.ru

**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.

