

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Рузхиммаш»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Рузхиммаш» (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 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) и 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 комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места энергосбытовой организации (АРМ), каналообразующую аппаратуру, 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 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на соответствующий GSM-модем, далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) 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. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM.

От сервера информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ энергосбытовой организации 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» Мордовское РДУ, и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков и часы сервера. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется каждую секунду, коррекция часов сервера производится при расхождении с часами NTP-сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчика с сервером осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний с часами сервера на величину более  $\pm 1$  с. Передача информации от счетчика до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 8.0. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB 7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основной относительной по- грешности, ( $\pm\delta$ ) %	Границы допускаемой относительной по- грешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦРП-10кВ, 2сш 10кВ, яч.17	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А, В, С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А, В, С	Меркурий 234 ART-00 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	НР 280 G2	Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,6
2	ЦРП-10кВ, 1сш 10кВ, яч.18	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А, В, С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	Меркурий 234 ART-00 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,6
3	ЦРП-10кВ, 2сш 10кВ, яч.15	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А, В, С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А, В, С	Меркурий 234 ART-00 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,6
4	ТП-7 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, вв.0,4кВ	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
5	ЩУ-0,4кВ, аб. «Т2 Мобайл» (на последней опоре)	—	—	Меркурий 234 ART-02 Р Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,1	3,3
					Реактив- ная	2,2	6,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ТП-26 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	НР 280 G2	Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
7	ТП-26 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-2	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
8	ТП-27 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
9	ТП-29 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
10	ТП-30А 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
11	ТП-30 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	НР 280	1,0	3,3	
					G2	Реактив- ная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ТП-31 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Т-1	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
13	ЩУ-0,4кВ, аб. «Ростелеком»	—	—	Меркурий 234 ART-02 Р Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,1	3,2
						Реактив- ная	2,2	5,9
14	ВРУ-0,4кВ «Общежитие», ввод 1	ТТИ-А Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
15	ВРУ-0,4кВ «Общежитие», ввод 2	ТТИ-А Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А, В, С	—	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Активная	1,0	3,3
						Реактив- ная	2,1	5,5
16	РУ-0,4 кВ, ТП-2, Т-1 (основной) г. Саранск, Лодыгина, 11	ТШ-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 22657-12 Фазы: А, В, С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.10 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Активная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5
17	РУ-0,4 кВ, ТП-2, Т-2 (резервный) г. Саранск, Лодыгина, 11	ТШЛ-0,66УЗ Кл.т. 0,5 5000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А, В, С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.10 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	НР 280 G2	Активная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±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 для ИК №№ 5, 13, 16, 17 указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК - для тока 2 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8_{инд}$ .
- 4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012 и ГОСТ Р 52425-2005.
- 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. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	17
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 5, 13, 16, 17 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105  от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 5, 13, 16, 17 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С для ИК № 5 для остальных ИК температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110  от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40  от 0 до +40 от +15 до +35 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	  220000 2  165000 2  100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	  170 10  113 10  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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и сервере;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
ИВК (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**

В комплект поставки 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
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	9
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	21
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	6
Трансформаторы тока	ТШ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66УЗ	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	6



Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Сервер	НР 280 G2	1
Методика поверки	МП ЭПР-079-2018	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.161.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-079-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Рузхиммаш». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 07.05.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Рузхиммаш», свидетельство об аттестации № 095/RA.RU.312078/2018.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Рузхиммаш»

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

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)  
ИНН 3328498209  
Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещение 10  
Телефон (факс): (4922) 60-23-22  
Web-сайт: ensys.su  
E-mail: post@ensys.su

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»  
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)  
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,  
ул. Ново-Никольская, д. 57  
Телефон: (495) 380-37-61  
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com  
Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств  
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.