

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «24» февраля 2021 г. № 161

Регистрационный № 80911-21

Лист № 1  
Всего листов 8

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральский дизель-моторный завод»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральский дизель-моторный завод» (далее по тексту – 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 измерения.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанные в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс АО «Синэрго» (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, блок коррекции времени ЭНКС-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер при помощи ПО ПК «Энергосфера» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), помещает измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через оптопорт счетчиков.

На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передача КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит блок коррекции времени ЭНКС-2 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37238-15), время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем ЭНКС-2 осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется один раз в 24 ч при расхождении времени ЭНКС-2 с показаниями часов сервера более, чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит 1 раз в 30 минут; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК 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 ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕД976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах

2 - 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1.1	ПС 110кВ ГПП-1, РУ-6кВ, яч. п.4	ТПОЛ-10 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
1.2	ПС 110кВ ГПП-1, РУ-6кВ, яч. п.45	ТПОЛ-10-3 УЗ КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ 2 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	
1.3	ПС 110кВ Мотор, РУ-6кВ, яч. п.3	ТПОЛ-10 КТ 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. №3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 Рег. №27524-04	
1.4	ПС 110кВ Мотор, РУ-6кВ, яч. п.21	ТПОЛ-10-3 УЗ КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. №3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	
1.5	ПС 110кВ Мотор, РУ-6кВ, яч. п.10	ТПОЛ-10 КТ 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. №3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 Рег. №27524-04	
1.6	ТП-25 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т	ТШП-0,66 УЗ КТ 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	
1.7	ПС 110кВ Мотор, РУ-6кВ, яч. п.12	ТПОЛ-10-3 УЗ КТ 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. №3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	
1.8	ПС 110кВ Мотор, РУ-6кВ, яч. п.4	ТПОЛ-10-3 УЗ КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. №3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	
1.9	ПС 110кВ Мотор, РУ-6кВ, яч. п.30	ТПОЛ-10-3 УЗ КТ 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. №46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.10	РП-15 6кВ, РУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, яч.10	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт 100/5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Пер. №831-53	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Пер. №36355-07	ЭНКС-2 Пер. № 37328-15
1.11	ТП-81 6кВ, РУ-0,4 кВ, яч.24	Т-0,66 КТ 0,5S Ктт 400/5 Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Пер. №36355-07	
1.12	ТП-83 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т1	ТШЛ-0.66-Ш-3 УХЛ2.1 КТ 0,5S Ктт 1500/5 Пер. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Пер. №23345-07	
1.13	ТП-83 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т2	ТШЛ-0.66-Ш-3 УХЛ2.1 КТ 0,5S Ктт 800/5 Пер. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Пер. №23345-07	
1.14	ТП-81 6кВ, РУ-0,4 кВ, яч.25	ТТЭ-60 КТ 0,5 Ктт 400/5 Пер. № 67761-17	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Пер. №36355-07	
1.15	ТП-26 6кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т	ТШП-0,66 У3 КТ 0,5S Ктт 300/5 Пер. № 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Пер. №36355-07	
1.16	ТП-48 6кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т1	ТШЛ-0.66-Ш-3 УХЛ2.1 КТ 0,5S Ктт 600/5 Пер. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Пер. №36355-07	
1.17	ТП-29 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т	ТТИ-40 КТ 0,5 Ктт 400/5 Пер. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Пер. №23345-07	
1.18	ТП-60 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.пр.1	ТТИ-40 УХЛ3 КТ 0,5 Ктт 300/5 Пер. № 28139-07	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G КТ 0,5S/1 Пер. №48266-11	
1.19	ТП-82 6кВ, РУ-0,4кВ, яч.9	ТШП-0,66 У3 КТ 0,5 Ктт 2000/5 Пер. № 15173-01	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Пер. №23345-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.20	ТП-60 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.3, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-2 0,4 кВ ООО Энергоплюс	ТШП М-0,66 У3 КТ 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 59924-15	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. №23345-07	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
1.21	ТП-60 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.пр.2, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-2 0,4 кВ ООО Энергоплюс	ТШП М-0,66 У3 КТ 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 59924-15	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. №23345-07	

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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 3 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

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ( $\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\delta$ ), %
1	2	3	4
1.1, 1.2, 1.4, 1.7-1.10	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 3,1$ $\pm 5,5$
1.3, 1.5	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 3,2$ $\pm 6,1$
1.6, 1.11, 1.15, 1.16	Активная Реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 3,0$ $\pm 5,4$
1.12, 1.13, 1.20, 1.21	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 3,1$ $\pm 5,4$
1.14, 1.17	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 3,0$ $\pm 5,4$
1.18, 1.19	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 3,1$ $\pm 5,4$

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК АИИС КУЭ установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК АИИС КУЭ указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от  $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1.1-1.21 от плюс 20 до плюс 25 до °С

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИИК	21
<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>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +20 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>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math> для ИК № 1.3, 1.5, 1.6, 1.11-1.13, 1.15, 1.16, 1.20, 1.21</li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math> для ИК 1.1-1.2, 1.4, 1.7-1.10, 1.14, 1.17-1.19</li> <li>- коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math></li> </ul> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК № 1.1 – 1.21 °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от -40 до +40</p> <p>от +20 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК:</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>Электросчетчики Меркурий-230</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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul>	<p>165000</p> <p>48</p> <p>150000</p> <p>48</p> <p>80000</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>тридцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет, суток, не менее</p> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>35</p> <p>3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование ИВК АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирования:
    - электросчётчика;
    - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
    - испытательной коробки;
    - сервера БД;
  - защита информации на программном уровне:
    - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
    - установка пароля на счетчик;
    - установка пароля на сервер БД.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТШП-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 МУЗ	3
Трансформатор тока	ТШЛ-0.66	6
Трансформатор тока	ТШЛ-0.66	3
Трансформатор тока	ТТЭ-60	3
Трансформатор тока	ТТИ-40	3
Трансформатор тока	ТТИ-40	3
Трансформатор тока	ТШП М-0,66 УЗ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ 2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М	6
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.16	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Счетчик электрической энергии	Меркурий 230 ART-03	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 230 ART-03	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПО ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	АИИС. 2.1.0517.001 ФО	1
Методика поверки	МП 017-2020	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «Евразия», аттестованном ООО «Метросервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральский дизель-моторный завод».**

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

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

