

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) турбоагрегата ст.№4 Аргаяшской ТЭЦ филиала «Энергосистема «Урал» ОАО «Фортум»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) турбоагрегата ст.№4 Аргаяшской ТЭЦ филиала «Энергосистема «Урал» ОАО «Фортум» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения, которая состоит из 3 измерительных каналов (ИК). АИИС КУЭ установлена на Аргаяшской ТЭЦ филиала «Энергосистема «Урал» ОАО «Фортум», территориально расположенной возле п. Новогорный г. Озёрска Челябинской области.

ИК АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - комплексы измерительно-информационные (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S в части активной электроэнергии, класса точности 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень - комплекс информационно-вычислительный (ИВК), включает в себя сервер опроса и баз данных (БД), источник бесперебойного питания, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и технические средства обеспечения электропитания.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, 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 1 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 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Программный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ, установленный в серверной Аргаяшской ТЭЦ, по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут производит опрос счетчиков электрической энергии. Передача информации со счетчиков осуществляется по линиям связи RS-485 с последующим преобразованием в интерфейс Ethernet технологической ЛВС Аргаяшской ТЭЦ. Полученная информация записывается в память сервер опроса, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных с записью на жесткий диск сервера БД ИВК АИИС КУЭ, а также отображение информации по подключенным к серверу опроса устройствам.

При выходе из строя линий связи предусмотрен ручной сбор измерительной информации с оптопортов счетчиков с использованием инженерного пульта (ноутбука) с оптическим преобразователем и программным обеспечением для работы со счётчиками системы, с последующим переносом этой информации в базу данных сервера.

На 2-ом уровне системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с электроустановок Аргаяшской ТЭЦ, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, хранящихся в базе данных сервера ИВК, со стороны ПАК АО «АТС». Один раз в сутки на сервере ИВК АИИС КУЭ автоматически формируется файл отчета с результатами измерений в формате XML. Передача коммерческой информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и организациям-участникам оптового рынка электроэнергии и мощности осуществляется в ручном режиме в виде электронного документа XML форматов (80020, 80040, 80050, 51070) с подтверждением его подлинности электронной подписью ответственного сотрудника исполнительного аппарата ОАО «Фортум».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 54074-13). УССВ обеспечивает синхронизацию времени часов сервера, сличение ежесекундное, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит автоматическая коррекция часов сервера. Часы счетчика синхронизируются от часов сервера, сличение времени часов счетчика со временем часов сервера осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится автоматически при расхождении часов счетчика и сервера на величину более  $\pm 2$  с.

Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### **Программное обеспечение**

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программных обеспечений (ПО).

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

ПО АИИС КУЭ на базе ПК «Энергосфера» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение инженерного пульта;
- программное обеспечение АРМ персонала, сервера ИВК АИИС КУЭ турбоагрегата ст.№4 Аргаяшской ТЭЦ филиала «Энергосистема «Урал» ОАО «Фортум».

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счётчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла `ps0_metr.dll`. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учёт	Состав измерительно-информационных комплексов			Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №)	Обозначение, тип				
1	2	3		4	5	6	
1	Аргаяшская ТЭЦ, ТГ-4	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 5000/5 Рег. № 47957-11	A	ТШЛ-10-1 УЗ	105000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ТШЛ-10-1 УЗ		
				C	ТШЛ-10-1 УЗ		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 10500:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.06.4-10 УЗ		
				B	ЗНОЛ.06.4-10 УЗ		
				C	ЗНОЛ.06.4-10 УЗ		
Счётчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М					
2	Аргаяшская ТЭЦ, ТСН-4	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 1500/5 Рег. № 37096-13	A	ТВ-35-V O4	31500	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ТВ-35-V O4		
				C	ТВ-35-V O4		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 10500:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.06.4-10 УЗ		
				B	ЗНОЛ.06.4-10 УЗ		
				C	ЗНОЛ.06.4-10 УЗ		
Счётчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М					
3	Аргаяшская ТЭЦ, Т-4	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 52792-13	A	ІСТВ-0,66 УХЛ1	132000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ІСТВ-0,66 УХЛ1		
				C	ІСТВ-0,66 УХЛ1		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счётчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М					

Примечания:

1 Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения изготовлены по ГОСТ 1983-2001, счетчики изготовлены по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения активной электроэнергии и ИЛГШ.411152.145ТУ в режиме измерения реактивной электроэнергии;

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm d$ ), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %			
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,866/\sin j = 0,5$	$\cos j = 0,8/\sin j = 0,6$	$\cos j = 0,5/\sin j = 0,866$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,866/\sin j = 0,5$	$\cos j = 0,8/\sin j = 0,6$	$\cos j = 0,5/\sin j = 0,866$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 3	$0,01 I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	1,0	-	-	-	1,3	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	0,9	1,1	1,1	1,8	1,3	1,5	1,6	2,4
		-	-	-	-	-	-	-	-
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	1,1	1,3	1,4	2,0
		-	1,6	1,4	0,9	-	4,0	3,7	2,9
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,7	1,1	1,0	1,2	1,3	1,9
		-	1,2	1,1	0,8	-	3,9	3,6	2,8
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,1	1,0	0,8	-	3,8	3,5	2,8
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,1	1,0	0,8	-	3,8	3,5	2,8

Примечания:

1. Метрологические характеристики относительной погрешности ИК АИИС КУЭ даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве метрологических характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3 нормированы с учетом ПО.

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	3
<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>частота, % от <math>f_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi / \sin \varphi</math> (при инд. нагрузке)</p> <p>температура окружающего воздуха, °С:</p> <p>для счетчиков</p> <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более:</p> <p>для счетчиков</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 99,7 до 100,3</p> <p>от 0,5 до 1/ 0,5 до 0,866</p> <p>от +21 до +25</p> <p>0,05</p>
<p>Рабочие 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>частота, % от <math>f_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi / \sin \varphi</math> (при инд. нагрузке)</p> <p>температура окружающего воздуха, °С:</p> <p>для ТТ и ТН</p> <p>для счетчиков</p> <p>для УССВ</p> <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл:</p> <p>для счетчиков</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 99,2 до 100,8</p> <p>от 0,5 до 1/ 0,5 до 0,866</p> <p>от -60 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -10 до +55</p> <p>от 0,05 до 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>среднее время наработки до отказа, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>ИВК:</p> <p>коэффициент готовности, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>УССВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч</p> <p>среднее время восстановления, ч</p> <p>Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:</p> <p>коэффициент готовности, не менее</p> <p>среднее время наработки до отказа, ч, не менее</p>	<p>165000</p> <p>72</p> <p>0,99</p> <p>1</p> <p>74500</p> <p>2</p> <p>0,999</p> <p>6439,15</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее</p> <p>ИВК:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

резервирование питания счетчиков и сервера с помощью устройства АВР и источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью сети Интернет (электронная почта);

в журналах событий счетчика фиксируются факты (события) с привязкой ко времени и дате:

- параметрирования;
- пропадания напряжения на фазах;
- перерывы электропитания;
- коррекция времени;

в журналах событий ИВК фиксируются факты (события) с привязкой ко времени и дате:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки.

- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-10-1 УЗ	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВ-35-V 04	3
Трансформаторы тока	ИСТВ-0,66 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06.4-10 УЗ	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Методика поверки	МП 206.1-203-2017	1
Формуляр	3-2575-1-АТХ.ФО	1
Руководство пользователя	3-2575-1-АТХ.ИЭ	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 206.1-203-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) турбоагрегата ст.№4 Аргаяшской ТЭЦ филиала «Энергосистема «Урал» ОАО «Фортум». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20.07.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчиков электрической энергии - по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- устройства синхронизации системного времени - по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счётчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 27008-04;
- измеритель магнитного поля «ИМП-04», Рег. № 15527-02;
- термогигрометр «CENTER» (мод. 315), Рег. № 22129-04.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в эксплуатационном документе.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) турбоагрегата ст.№4 Аргаяшской ТЭЦ филиала «Энергосистема «Урал» ОАО «Фортум»**

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

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энрима-Системс» (ООО «Энрима-Системс»)

ИНН 5906124484

Юридический адрес: 614017, Пермский край, г. Пермь, ул. Уральская, д. 93

Адрес: 614033, РФ, Пермский край, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 118, офис 402

Телефон (факс): +7 (342) 249-48-38

Web-сайт: [www.enrima.ru](http://www.enrima.ru)

E-mail: [info@enrima.ru](mailto:info@enrima.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

ИНН 7736042404

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.