

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ЕДИНИЧНОГО ЭКЗЕМПЛЯРА

СОГЛАСОВАНО
 Зам. руководителя ГЦИ СИ
 ФГУ «Медведевский ЦСМ»
 по Сергиево-Посадскому филиалу ГЦИ СИ
 Павлюк
 2006 г.



Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии - АИИС КУЭ МУП «Энергетик» «Очистные сооружения»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>32261-06</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ЗАО «ЭЛМО», г. Москва. Заводской №003.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии - АИИС КУЭ МУП «Энергетик» «Очистные сооружения» г. Павловский Посад Московской области (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии а также для автоматического сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС является коммерческий учет электроэнергии, потребляемой очистными сооружениями МУП «Энергетик» г. Павловский Посад и по утвержденной методике выполнения измерения электрической энергии МВИ КУЭ №003.

ОПИСАНИЕ

АИИС скомпонована на объекте эксплуатации из серийно выпускаемых средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений. За основу АИИС принят сумматор электронный многофункциональный для учета электроэнергии СЭМ-2.

АИИС включает в себя 5 измерительных канала (ИК), каждый из которых предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии по одному из присоединений (точка учета) сетей 6 кВ.

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, представлен в таблице 1.

Таблица 1.

№ измерительного канала	Измеряемая величина	Наименование присоединения	Тип, класс точности, коэффициент трансформации			Место установки
			Счетчик	ТТ	ТН	
1.	Активная и реактивная электроэнергия	Ввод 1. Яч.4 (Ф.35 ПС-41)	СЭТ-4ТМ.02.2 0,5S/1	ТПОЛ-10 0,5 600/5	НТМИ-6-66 0,5 6000/100	РП-118
2.	— " —	Ввод 2. Яч.13 (Ф.33 ПС-89)	СЭТ-4ТМ.02.2 0,5S/1	ТПОЛ-10 0,5 600/5	НТМИ-6-66 0,5 6000/100	
3.	— " —	Ввод 3. Яч.2 (БТП)	СЭТ-4ТМ.02.2 0,5S/1	ТПЛ-10УЗ 0,5 400/5	НТМИ-6-66 0,5 6000/100	РП-119

№ измерительного канала	Измеряемая величина	Наименование присоединения	Тип, класс точности, коэффициент трансформации			Место установки
			Счетчик	ТТ	ТН	
4.	Активная и реактивная электроэнергия	Ввод 4. Яч.12. Рез. (Ф.34 ТП-185)	СЭТ-4ТМ.02.2 0,5S/1	ТПЛ-10М 0,5 400/5	НТМИ-6-66 0,5 6000/100	РП-119
5.	— " —	Отходящая линия. Яч.8. (Фидер «Курово»)	СЭТ-4ТМ.02.2 0,5S/1	ТПЛ-10М 0,5 50/5	НТМИ-6-66 0,5 6000/100	

АИИС представляет собой иерархическую, трёхуровневую интегрированную, автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Первый (нижний) уровень состоит из установленных на объектах контроля измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) и подключенных к ним счетчиков активной и реактивной энергии переменного тока, статических, многофункциональных СЭТ-4ТМ.02 с цифровым интерфейсом RS485. Счётчики измеряют - профиль мощности за 30 мин., активную и реактивную энергию в прямом направлении (один счетчик в прямом и обратном направлении) с привязкой к календарному времени без учета коэффициентов трансформации.

Второй уровень – уровень сбора, хранения и передачи данных от счетчиков. Он организована на базе сумматора электронного многофункционального для учета электроэнергии СЭМ-2 и обеспечивает сбор информации от счетчиков (30-ти минутные интервалы), архивирование данных об измеренной электроэнергии в энергонезависимой памяти с привязкой к календарному времени, передачу этой информации на третий уровень системы и в филиал Энергосбыт ОАО «Мосэнерго» с использованием сотовой (GSM) линии связи.

Третий уровень системы представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера АИИС.

АРМ диспетчера АИИС обеспечивают прием, обработку, визуализацию и представление данных в виде удобном для анализа, подготовку и вывод на печать отчетных форм, в том числе и для коммерческих расчетов и другие сервисные функции. АРМ диспетчера выполнено на основе IBM PC совместимого персонального компьютера со специализированным программным обеспечением (ПО) «Energy for Windows». В АРМ диспетчера задана конфигурация измерительных каналов АИИС: коэффициенты передачи трансформаторов напряжения и тока, постоянные счетчиков, разделение каналов на группы учета, количество тарифов и их интервалы времени.

Для поддержания единого системного времени используется синхронизация системного времени раз в сутки от компьютера АРМ диспетчера, время которого в свою очередь устанавливается вручную по сигналам точного времени.

Для защиты метрологических характеристик от несанкционированного доступа и изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки АИИС (механические пломбы, электронный ключ, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Число измерительных каналов:

- активной энергии; 5
- реактивной энергии 5

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности часов компонентов системы на интервале одни сутки, с ±5

Периодичность синхронизации времени в АИИС:

- счетчиков, мин. 1440
- сумматора, мин. 1440

Цикличность сбора информации сумматором, мин. 30

Пределы допускаемой основной относительной погрешности программы расчета количества электрической энергии для целей коммерческого учета (АРМ диспетчера), %

±0,1

№ измерительного канала	Наименование характеристики	Значение		
1, 2	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	600 А	
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А	
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	30...630 А	
		вторичного (I_2)	0,25...5,25 А	
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$)	6000 В	
		вторичное ($U_{Н2}$)	100 В	
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	4800...7200 В	
		вторичного (U_2)	80...120 В	
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	0,5...1,0 (0,6...0,87)		
	Доверительные границы основной относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$ - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{Н1} \leq I < 0,2 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{Н1} \leq I < 1,0 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{Н1} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{Н1}$	$\cos \varphi=1$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,5$
	1,88 %	3,02 %	5,50 %	
	1,51 %	1,69 %	2,98 %	
	1,06 %	1,35 %	2,25 %	
Доверительные границы основной относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$ - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{Н1} \leq I < 0,2 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{Н1} \leq I < 1,0 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{Н1} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{Н1}$	-	$\sin \varphi=0,6$	$\sin \varphi=0,87$	
		4,50 %	2,74 %	
		2,61 %	1,76 %	
		2,05 %	1,46 %	
3, 4	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	400 А	
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А	
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	20...400 А	
		вторичного (I_2)	0,25...5,00 А	
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$)	6000 В	
		вторичное ($U_{Н2}$)	100 В	
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	4800...7200 В	
		вторичного (U_2)	80...120 В	
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	0,5...1,0 (0,6...0,87)		
	Доверительные границы основной относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$: - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{Н1} \leq I < 0,2 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{Н1} \leq I < 1,0 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{Н1} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{Н1}$	$\cos \varphi=1$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,5$
	1,88 %	3,02 %	5,50 %	
	1,51 %	1,69 %	2,98 %	
	1,06 %	1,35 %	2,25 %	
Доверительные границы основной относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$ - в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{Н1} \leq I < 0,2 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{Н1} \leq I < 1,0 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{Н1} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{Н1}$	-	$\sin \varphi=0,6$	$\sin \varphi=0,87$	
		4,50 %	2,74 %	
		2,61 %	1,76 %	
		2,05 %	1,46 %	

5	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	50 А 5 А		
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	2,5...50,0 А 0,25...5 А		
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	6000 В 100 В		
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1) вторичного (U_2)	4800...7200 В 80...120 В		
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)		0,5...1,0 (0,6...0,87)		
	Доверительные границы основной относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$:		$\cos \varphi=1$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,5$
	- в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{Н1} \leq I < 0,2 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{Н1} \leq I < 1,0 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{Н1} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{Н1}$		1,88 % 1,51 % 1,06 %	3,02 % 1,69 % 1,35 %	5,50 % 2,98 % 2,25 %
Доверительные границы основной относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$:		-	$\sin \varphi=0,6$	$\sin \varphi=0,87$	
- в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{Н1} \leq I < 0,2 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{Н1} \leq I < 1,0 \cdot I_{Н1}$ - в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{Н1} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{Н1}$			4,50 % 2,61 % 2,05 %	2,74 % 1,76 % 1,46 %	

Пределы допускаемых дополнительных погрешностей от условий эксплуатации ($\delta_{Счд\text{Э}а}$) счетчиков электрической энергии по активной электрической энергии

Классы точности счетчиков	Диапазон токов, от $I_{ном}$	Коэффициент мощности, $\cos \phi$	$\delta_{Счд\text{Э}а}$, %			
			$U_{н\pm 10}$ %	$f_{н\pm 5}$ %	0,5 мТл	$\Delta t=10^\circ\text{C}$
0,5S ГОСТ 30206	0,1...1,5	0,5	0,4	0,2	1,0	0,5
	0,05...1,5	1	0,2	0,2	1,0	0,3

Пределы допускаемых дополнительных погрешностей от условий эксплуатации ($\delta_{Счд\text{Э}р}$) счетчиков электрической энергии по реактивной электрической энергии

Классы точности счетчиков	$\delta_{Счд\text{Э}р}$, %		
	$f_{н\pm 5}$ %	0,5 мТл	$\Delta t=10^\circ\text{C}$
1,0 ГОСТ 26035	0,5	1,0	0,5

Технические средства АИИС за исключением АРМ диспетчера предназначены для работы в непрерывном круглосуточном режиме.

Условия эксплуатации технических средств АИИС - согласно эксплуатационной документации на них.

Рабочий диапазон температур, $^\circ\text{C}$:

- трансформаторы тока и напряжения минус 45...+50;
- счетчики СЭТ-4ТМ.02 минус 40...+55;
- сумматоры СЭМ-2 минус 20...+40.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации АИИС штампом или путем наклеивания.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС входят элементы, перечисленные в таблице:

Наименование	Тип	К-во	Примечание
Основные технические компоненты			
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4	Госреестр СИ №2611-70

Наименование	Тип	К-во	Примечание
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4	Госреестр СИ №1261-02
	ТПЛ-10УЗ	2	Госреестр СИ № 1276-59
	ТПЛ-10-М	4	Госреестр СИ №22192-01
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.02.2	5	Госреестр СИ №20175-01
УСПД - сумматор электронный многофункциональный для учета электроэнергии	СЭМ-2	1	Госреестр СИ №22137-01
Вспомогательные технические компоненты			
IBM PC – совместимый персональный компьютер.	-	1	АРМ диспетчера
Принтер	-	1	Распечатка выходных форм АРМ диспетчера
GSM модем	Siemens TC35	3	Передача данных
Преобразователь-транслятор интерфейсов	ПРТ 1	1	Преобразование интерфейсов RS 485/232
Программные компоненты			
ПО «Energy for Windows»	V 16.10	1	АРМ диспетчера
ОС Windows	2000/XP	1	-
ПО MS Excel	-	1	Вывод данных АРМ диспетчера
Эксплуатационная документация АИИС			
Паспорт	ДЕМ 411129.003 ПС	1	-
Руководство по эксплуатации	ДЕМ 411129.003 РЭ	1	-
Методика поверки	ДЕМ 411129.003 МП	1	-

ПОВЕРКА

Поверку АИИС КУЭ МУП «Энергетик» «Очистные сооружения» производят в соответствии с методикой поверки ДЕМ 411129.003 МП, утвержденной Сергиево-Посадским филиалом ГЦИ СИ ФГУ «Менделеевский ЦСМ» 07.06.2006 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки:

- переносной компьютер типа «Ноутбук» с устройством обмена информацией со счетчиком через оптопорт;
- программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»;
- радиоприемник, принимающий сигналы точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»;

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2S и 0,5S)»;

МИ 2439-97 «ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля»;

ЕЛВК.424347.066 «Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии МУП «Энергетик» «Очистные сооружения» г. Павловский Посад. Технорабочий проект»;

ДЕМ 411129.003 ПС «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ МУП «Энергетик» «Очистные сооружения» г. Павловский Посад». Паспорт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ МУП «Энергетик» «Очистные сооружения», заводской №003 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Закрытое акционерное общество «Микрон-Энерго»
Россия, 124460, г. Москва, г. Зеленоград, 4-й Западный проезд, д. 3, стр. 1
тел. (495) 781-80-77, факс (495) 781-80-76

Генеральный директор
ЗАО «Микрон-Энерго»



О.Е. Кугаенко