

## СОГЛАСОВАНО

Директор ГУ «Энерготестконтроль»

\_\_\_\_\_ Минц В.Б.  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2005 г.

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ КС-18 Мышкин	Внесена в Государственный реестр средств измерений  Регистрационный номер № _____
--	--

Изготовлена по технической документации  
ООО «Инженерный центр Энергоаудитконтроль», г. Москва.  
Заводской № 07058-411711-05

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная учета количества электрической энергии - АИИС КУЭ КС-18 Мышкин предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС является коммерческий учёт электроэнергии на КС-18 Мышкин по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

### ОПИСАНИЕ

АИИС состоит из измерительных каналов (далее ИК), включающих следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001;
- многофункциональные счетчики электрической энергии в соответствии с ГОСТ 26035-83 и ГОСТ 30206-94.

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Средство измерений					Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измере ний	Наименован ие объекта учета, диспетчерск ое наименование присоединен ия	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, стандарт, № Госреестра СИ			Обозначение, тип	Заводской номер		
КС-18 Мышкин		± 1 ед. мл. разр. 19495-03		RTU-325-E1-256-M3-Q- I2-G		631		календарное время
1	Ввод №2 ЗРУ-6кВ	ТТ	КТ=0.5 Ктт=5000/5 №1423-60	A	ТВЛМ-6	102	1200000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	отсутствует	отсутствует		
				C	ТВЛМ-6	2435		
		ТН	КТ=0.5 Ктн=6000/100 №23544-02	A	ЗНОЛП-6	2636		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
				B	ЗНОЛП-6	2541		
				C	ЗНОЛП-6	2378		
		Счетчик	КТ=0.5S №16666-97 Ксч=1	EA05RL - P1-B-3-W 1089250				Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная Энергия реактивная
2	Ввод №1 ЗРУ-6кВ	ТТ	КТ=0.5 Ктт=5000/5 №1423-60	A	ТВЛМ-6	48774	1200000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
				B	отсутствует	отсутствует		
				C	ТВЛМ-6	49743		
		ТН	КТ=0.5 Ктн=6000/100 №23544-02	A	ЗНОЛП-6	1276		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
				B	ЗНОЛП-6	2638		
				C	ЗНОЛП-6	2639		
		Счетчик	КТ=0.5S №16666-97 Ксч=1	EA05RL - P1-B-3-W 1089249				Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная Энергия реактивная

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в следующем.

Данные от первичных преобразователей электроэнергии (трансформаторов тока и напряжения) попадают на счетчики электрической энергии, далее со счётчиков по цифровым интерфейсам (EIA485) передаются по выделенным проводным линиям на УСПД. Данные об энергопотреблении из УСПД по каналу связи поступают на сервер сбора данных ООО «Севергазпром».

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским зимним временем. Результаты измерений со счетчика (без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН) передаются в Вт/ч с точностью до второго знака.

Для защиты метрологических характеристик измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

Структурная схема АИИС представлена на рис.1.

# ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики АИИС представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технические характеристики

№№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
1	Номинальный ток	первичный (I <sub>Н1</sub> ) вторичный (I <sub>Н2</sub> )	5000 А 5 А			
	Диапазон тока	первичного (I <sub>1</sub> ) вторичного (I <sub>2</sub> )	250..6000 А 0.25..6 А			
	Номинальное напряжение	первичное (U <sub>Н1</sub> ) вторичное (U <sub>Н2</sub> )	6000 В 100 В			
	Диапазон напряжения	первичного (U <sub>1</sub> ) вторичного (U <sub>2</sub> )	5400 .. 6600 В			
	Коэффициент мощности cos φ (sin φ)		0.5 .. 1.0			
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3.75..10 ВА			
	Допустимое значение cos φ <sub>2</sub> во вторичной цепи нагрузки ТТ		0.8 .. 1.0			
	Номинальная нагрузка ТН		50 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		12.5..50 ВА			
	Допустимое значение cos φ <sub>2</sub> во вторичной цепи нагрузки ТН		0.8 .. 1.0			
	Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95: $\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.j}^2 + \delta_{yc}^2}$		cosφ=1	cosφ=0,8	cosφ=0,5	
	- при токе I <sub>1</sub> = 0,05·I <sub>Н1</sub>		±1.91	±2.52	±4.59	
	- при токе I <sub>1</sub> = 0,2 ·I <sub>Н1</sub>		±1.26	±1.26	±2.56	
	- при токе I <sub>1</sub> = 1,0 ·I <sub>Н1</sub>		±1.10	±1.28	±1.97	
	- при токе I <sub>1</sub> = 1,2 ·I <sub>Н1</sub>		±1.10	±1.28	±1.97	
	Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95: $\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.j}^2 + \delta_{yc}^2}$		sinφ=0,6	sinφ=0,87		
	- при токе I <sub>1</sub> = 0,05·I <sub>Н1</sub>		±2.43	±2.35		
	- при токе I <sub>1</sub> = 0,2 ·I <sub>Н1</sub>		±1.72	±1.69		
	- при токе I <sub>1</sub> = 1,0 ·I <sub>Н1</sub>		±1.56	±1.54		
	- при токе I <sub>1</sub> = 1,2 ·I <sub>Н1</sub>		±1.56	±1.54		
	2	Номинальный ток	первичный (I <sub>Н1</sub> ) вторичный (I <sub>Н2</sub> )	5000 А 5 А		
		Диапазон тока	первичного (I <sub>1</sub> ) вторичного (I <sub>2</sub> )	250..6000 А 0.25..6 А		
Номинальное напряжение		первичное (U <sub>Н1</sub> ) вторичное (U <sub>Н2</sub> )	6000 В 100 В			
Диапазон напряжения		первичного (U <sub>1</sub> ) вторичного (U <sub>2</sub> )	5400 .. 6600 В			
Коэффициент мощности cos φ (sin φ)		0.5 .. 1.0				
Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА				
Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3.75..10 ВА				
Допустимое значение cos φ <sub>2</sub> во вторичной цепи нагрузки ТТ		0.8 .. 1.0				
Номинальная нагрузка ТН		50 ВА				
Допустимый диапазон нагрузки ТН		12.5..50 ВА				
Допустимое значение cos φ <sub>2</sub> во вторичной цепи нагрузки ТН		0.8 .. 1.0				

Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95: $\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.j}^2 + \delta_{yc}^2}$	$\cos\varphi=1$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$
- при токе $I_1 = 0,05 \cdot I_{n1}$	$\pm 1.91$	$\pm 2.52$	$\pm 4.59$
- при токе $I_1 = 0,2 \cdot I_{n1}$	$\pm 1.26$	$\pm 1.26$	$\pm 2.56$
- при токе $I_1 = 1,0 \cdot I_{n1}$	$\pm 1.10$	$\pm 1.28$	$\pm 1.97$
- при токе $I_1 = 1,2 \cdot I_{n1}$	$\pm 1.10$	$\pm 1.28$	$\pm 1.97$
Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95: $\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.j}^2 + \delta_{yc}^2}$	$\sin\varphi=0,6$	$\sin\varphi=0,87$	
- при токе $I_1 = 0,05 \cdot I_{n1}$	$\pm 2.43$	$\pm 2.35$	
- при токе $I_1 = 0,2 \cdot I_{n1}$	$\pm 1.72$	$\pm 1.69$	
- при токе $I_1 = 1,0 \cdot I_{n1}$	$\pm 1.56$	$\pm 1.54$	
- при токе $I_1 = 1,2 \cdot I_{n1}$	$\pm 1.56$	$\pm 1.54$	

В формулах приведены следующие обозначения:

- $\delta_{I(5, 20, 100)}$  - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ при значениях тока нагрузки сети 5, 20 и 100 % от номинального значения, %;
- $\delta_U$  - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;
- $\delta_{c.o(5, 20, 100)}$  - пределы основной относительной погрешности счетчика при значениях тока нагрузки сети 5, 20 и 100 % от номинального значения за 30 минутный интервал измерения, %;
- $\delta_\Theta(5, 20, 100)$  - пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;
- $\delta_{пл}$  - относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;
- $\delta_{cU}$  - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением напряжения, %
- $\delta_{ct}$  - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %
- $\delta_{cH}$  - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением магнитного поля, %
- $\delta_{cf}$  - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением частоты сети, %
- $\delta_T$  - пределы относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала времени, %
- $\delta_{yc}$  - пределы относительной погрешности, обусловленной устройством сбора и передачи данных, %

Общее число измерительных каналов в АИИС .....	2
Способ измерения активной электрической энергии .....	автоматически
Способ измерения реактивной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения времени и интервалов времени.....	автоматически
Цикличность измерения активной электрической энергии автоматическая, интервал .....	30 минут
Цикличность измерения реактивной электрической энергии автоматическая, интервал .....	30 минут
Возможность сбора результатов измерения .....	автоматически
Возможность сбора состояний средств измерения .....	автоматически
Цикличность сбора результатов измерений и состояний СИ автоматическая, интервал.....	30 минут
Хранение информации в профиле нагрузки счетчика.....	автоматически
Глубина хранения профиля нагрузки в счетчике.....	более 35 суток
Глубина хранения информации при отключении питания.....	не менее 1 года
Коррекция текущего времени в счетчиках электрической энергии и УСПД.....	автоматически
Защита информации при параметрировании счетчика.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при параметрировании УСПД.....	реализована с помощью пароля
Защита передачи информации от счетчиков в УСПД.....	реализована с помощью пароля
Резервное электрическое питания счетчиков электрической энергии.....	выполнено
Возможность считывания информации со счетчика автономным способом.....	предусмотрены
Возможность визуального контроля информации на счетчике.....	имеется
Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:	

- фактов параметрирования счетчика.....имеется
- фактов пропадания напряжения.....имеется
- фактов коррекции времени.....имеется

#### Нормальные условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока.....(220 ± 4,4) В (ИВКЭ)
- частота питающей сети..... (50 ± 0,4) Гц (ИВКЭ)
- температура: .....от -45.0°С до +45.0°С (для ТН и ТТ)
- .....от +15°С до +25°С (для счетчиков)
- .....от +15°С до +25°С (для ИВКЭ)
- относительная влажность воздуха..... (70±5) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

#### Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока..... (220±10) В (ИВКЭ)
- частота питающей сети..... (50 ± 0,4) Гц (ИВКЭ)
- температура: .....от от -45.0°С до +45.0°С (для ТН и ТТ)
- .....от +5°С до +35°С (для счетчиков)
- .....от +10°С до +35°С (для ИВКЭ)
- относительная влажность воздуха..... (70±10) %

– атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

Средняя наработка на отказ..... 35000 ч

Средний срок службы..... 10 лет

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТВЛМ-6	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛП-6	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа ЕА05RL - P1-B-3-W	2 шт.
Внешний адаптер резервного питания для счетчиков	1 шт.
Шкаф для установки компонентов АСКУЭ НКУ	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных, RTU-325-E1-256-M3-Q-I2-G	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1 шт.
Источник бесперебойного питания	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС КУЭ КС-18 Мышкин. Методика поверки 07058-411711-05 МП».

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88 и/или МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с методикой поверки на многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии;
- средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

- средства измерений падения напряжения в линии соединении счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»

- средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений профилей электроэнергии, передачи информации и вычисления приращений электрической энергии за 30-ти минутные интервалы времени в условиях эксплуатации»

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;

- GPS приемник сигналов точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную - АИИС КУЭ КС-18 Мышкин

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС КУЭ КС-18 Мышкин утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечена в эксплуатации.

### **Изготовитель:**

ООО «Инженерный центр «Энергоаудитконтроль»  
123242 Россия, г. Москва, пер. Капанова, д 3, стр 3.  
Телефон: (095) 540-9909  
Факс: (095) 540-1169

Технический директор ООО «ИЦ «Энергоаудитконтроль»

\_\_\_\_\_ Генгринович Е.Л.

М.П.

### **Заявитель:**

ООО «Газпромэнерго»  
117939, г. Москва, ул. Строителей, д. 8, кор. 1.  
Телефон: (095) 131-66-80  
Факс: (095) 131-87-92  
Генеральный директор: Иляхин Николай Васильевич