



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.033.A № 42918

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) блоков № 2 и № 3  
Челябинской ТЭЦ-3**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **ДЯИМ.422231.230**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "Эльстер Метроника", г.Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47022-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**ДЯИМ.422231.230.МП**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **16 июня 2011 г. № 2870**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 000823

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 (далее АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

### Описание средства измерений

Конструктивно АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 является трехуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

– первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК) – состоит из 10 ИК и включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2; 0,2S; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2, 0,5; счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 и ЕвроАльфа класса точности 0,2S/0,5 и вторичные измерительные цепи;

– второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки – включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327L и каналы сбора данных со счетчиков;

– третий – уровень информационно-вычислительного комплекса – включает в себя: технические средства приемо-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и сервер базы данных «Альфа ЦЕНТР».

В состав АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

Структурная схема АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 изображена на рис. 1.

АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 решает следующие задачи:

– измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;

– ведение системы единого времени.

Принцип действия заключается в следующем. Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

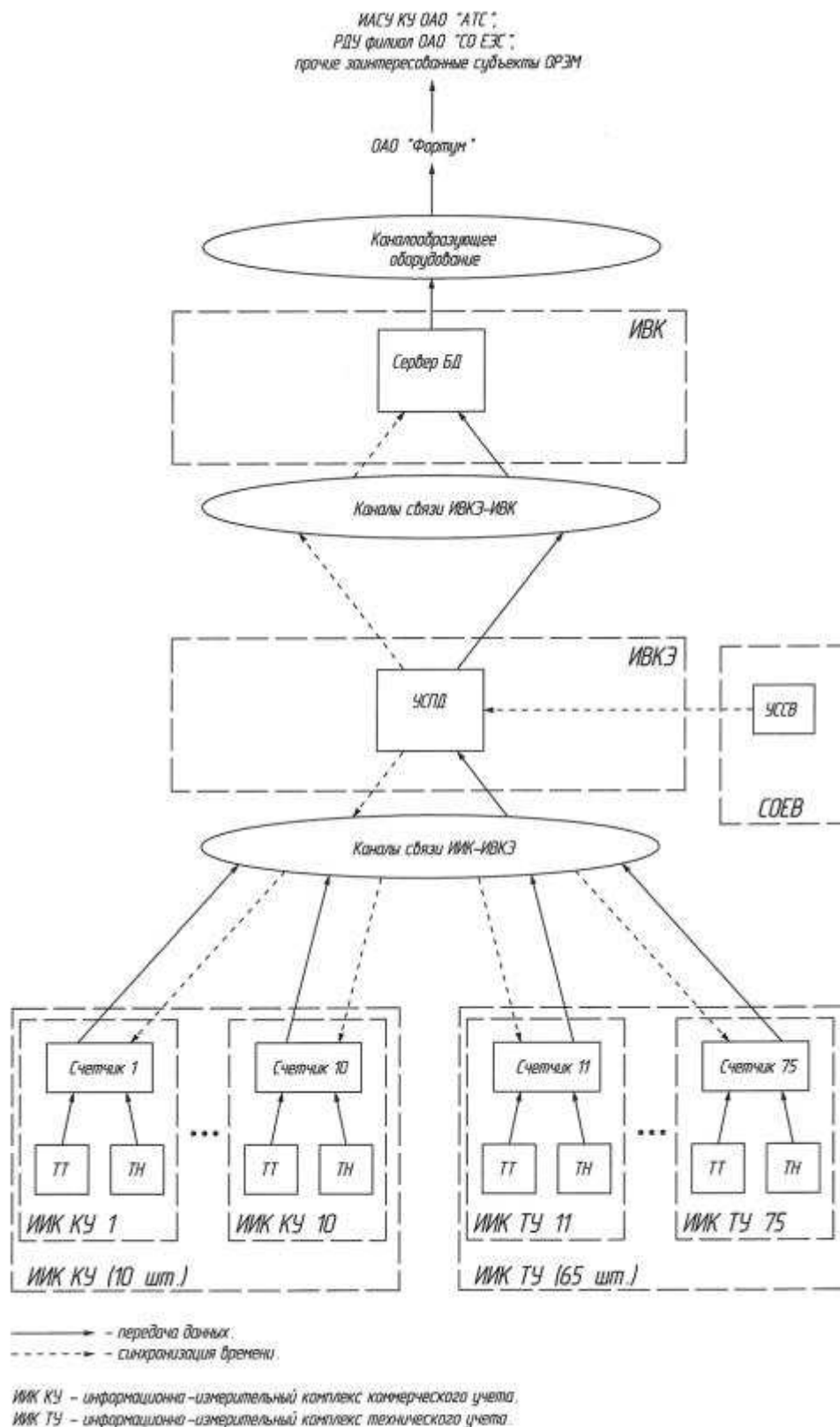


Рис. 1. Структурная схема АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в УСПД, расположенные в шкафах УСПД. В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) по сети Ethernet (основной канал) или через терминалы сотовой связи (резервный канал) на уровень сервер БД уровня ИВК, где осуществляется вычис-

ление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации,

В сервере баз данных (БД) системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с УСПД уровня ИВКЭ, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники ОРЭМ осуществляется от сервера БД по внешнему каналу связи. В качестве внешнего канала связи используется выделенный канал доступа в Интернет по электронной почте. Данные передаются в формате XML-файлов.

Регламентированный доступ к информации сервера БД АИИС КУЭ с АРМ операторов осуществляется через сегмент ЛВС предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков.

Схемы пломбирования приведены на рис. 2-4.

*Счетчик электроэнергии АЛЬФА А1800*

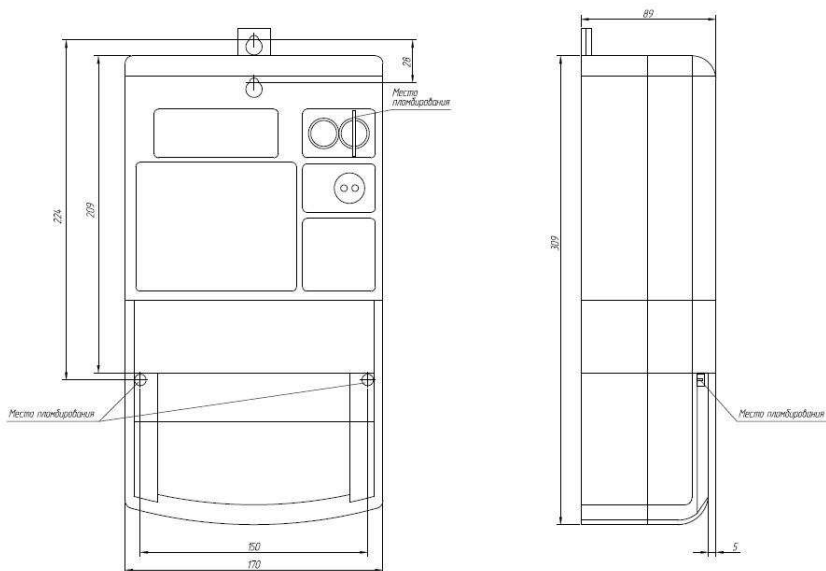


Рис. 2. Схема пломбирования счётчика электроэнергии АЛЬФА А1800

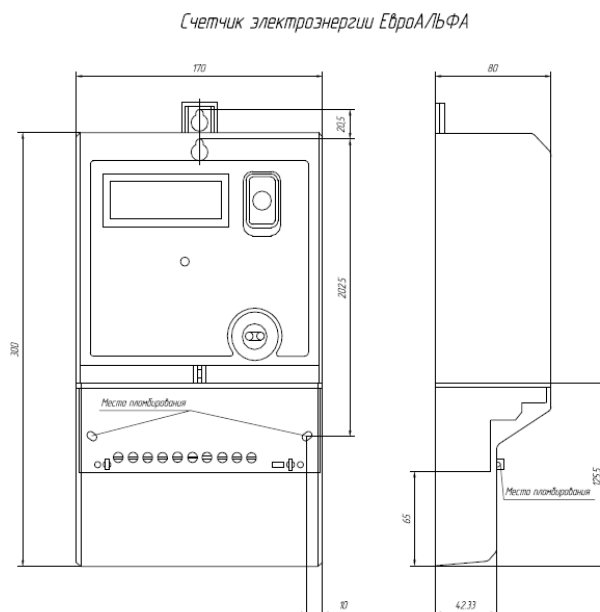


Рис. 3. Схема пломбирования счётчика электроэнергии ЕвроАЛЬФА

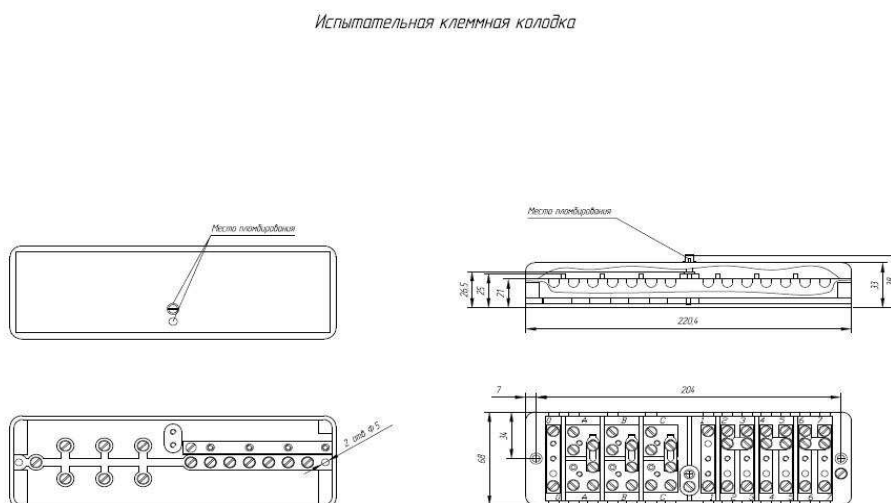


Рис. 4 Схема пломбирования испытательной клеммной колодки

## Программное обеспечение

- Функции программного обеспечения (не метрологически значимой части):
- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут), привязанных к шкале UTC;
  - автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
  - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
  - автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
  - использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
  - конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
  - сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
  - передача в автоматизированном режиме в ИАСУ КУ (КО), Региональное диспетчерское управление «Системный оператор – центральное диспетчерское управление Единой электрической сети» (РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС») и другим заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений;
  - автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
  - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
  - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3, событий в АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3;
  - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3;
- Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):
- обработка результатов измерений в соответствии с параметризацией УСПД;
  - автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).
- Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения

Наименование программного модуля	Наименование файла	Контрольная сумма (по алгоритму md5 (RFC 1321))
Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	04fcc1f93fb0e701ed68cdc4ff54e970
Драйвер ручного опроса счетчиков	Amrc.exe	649c95ce91dd7d295b2ced62847daa39
Драйвер автоматического опроса счетчиков	Amra.exe	3a921c0db1970b78fd835143e95b797a
Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	dcaed6743d0b6c37d48deda064141f9e
Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт·Ктн·Ксч	Доверительные границы относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	6		Основная погрешность ИК	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации	
							cosφ=0,87 sinφ=0,5	cosφ=0,5 sinφ=0,87	
1	2	3		4	5	6	7	8	
		УСПД	41907-09	RTU-3271	№ 005592				
		Сервер БД	44595-10	АльфаЦентр	№ 3640				
1	Г 3-2	ТТ	КТ= 0,2	A	IOРАЗ-GN	№ 1538100001	315000	± 0,8% ± 1,5%	± 2,2% ± 1,8%
			Ктт= 10000/5	B	IOРАЗ-GN	№ 1538100002			
			33344-06	C	IOРАЗ-GN	№ 1538100003			
		ТН	КТ= 0,5	A	EPR20Z	№ 1537500006			
			Ктн= 15750/√3:100/√3	B	EPR20Z	№ 1537500005			
			30369-05	C	EPR20Z	№ 1537500004			
Счетчик	КТ= 0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01213392					
	Ксч= 1								
	31857-06								
2	Г 3-1	ТТ	КТ= 0,2S	A	ТШЛ-10-1-УТ3	№ 59	105000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%
			Ктт= 5000/5	B	ТШЛ-10-1-УТ3	№ 60			
			3972-03	C	ТШЛ-10-1-УТ3	№ 61			
		ТН	КТ= 0,2	A	TJC 6-G	№ 5209019879			
			Ктн= 10500/√3:100/√3	B	TJC 6-G	№ 5209019880			
			36413-07	C	TJC 6-G	№ 5209019881			
Счетчик	КТ= 0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01213389					
	Ксч= 1								
	31857-06								
3	Г 3-2	ТТ	КТ= 0,2S	A	ТШЛ-20-1-УХЛ2	№ 100	252000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%
			Ктт= 8000/5	B	ТШЛ-20-1-УХЛ2	№ 101			
			21255-08	C	ТШЛ-20-1-УХЛ2	№ 201			
		ТН	КТ= 0,2	A	TJC 6-G	№ 5209019885			
			Ктн= 15750/√3:100/√3	B	TJC 6-G	№ 5209019886			
			36413-07	C	TJC 6-G	№ 5209019887			
Счетчик	КТ= 0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№ 01213388					
	Ксч= 1								
	31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7	8	
4	ВЛ 220 Козырево 1	ТТ	КТ=	0,2S	A	ВСТ	№	22266211	880000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%
			КТТ=	2000/ 5	B	ВСТ	№	22266201			
				28930-05	C	ВСТ	№	22266212			
		ТН	КТ=	0,2	A	СРВ 245	№	8710680			
			КТН=	220000/√3:100/√3	B	СРВ 245	№	8710681			
				15853-96	C	СРВ 245	№	8710682			
		Счетчик	КТ=	0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№	01143198			
			Ксч=	1							
				16666-97							
5	ВЛ 220 Новомет.1	ТТ	КТ=	0,2S	A	ВСТ DR	№	941A481-01-2A	880000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%
			КТТ=	2000/ 5	B	ВСТ DR	№	941A481-01-2B			
				28930-05	C	ВСТ DR	№	941A481-01-2C			
		ТН	КТ=	0,2	A	СРВ 245	№	8710680			
			КТН=	220000/√3:100/√3	B	СРВ 245	№	8710681			
				15853-96	C	СРВ 245	№	8710682			
		Счетчик	КТ=	0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№	01143195			
			Ксч=	1							
				16666-97							
6	ОВ-220	ТТ	КТ=	0,2S	A	ВСТ	№	22266218	880000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%
			КТТ=	2000/ 5	B	ВСТ	№	22266219			
				28930-05	C	ВСТ	№	22266217			
		ТН	КТ=	0,2	A	СРВ 245	№	8710680			
			КТН=	220000/√3:100/√3	B	СРВ 245	№	8710681			
				15853-96	C	СРВ 245	№	8710682			
		Счетчик	КТ=	0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№	01208934			
			Ксч=	1							
				31857-06							
7	ВЛ 220 Новомет. 2	ТТ	КТ=	0,2S	A	ВСТ DR	№	941A481-01-6A	880000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%
			КТТ=	2000/ 5	B	ВСТ DR	№	941A481-01-6B			
				28930-05	C	ВСТ DR	№	941A481-01-6C			
		ТН	КТ=	0,2	A	СРВ 245	№	8796450			
			КТН=	220000/√3:100/√3	B	СРВ 245	№	8796451			
				15853-06	C	СРВ 245	№	8796446			
		Счетчик	КТ=	0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№	01208935			
			Ксч=	1							
				31857-06							
8	ВД 220 Козырево 2	ТТ	КТ=	0,2S	A	ВСТ	№	22266202	880000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%
			КТТ=	2000/ 5	B	ВСТ	№	22266203			
				28930-05	C	ВСТ	№	22266204			
		ТН	КТ=	0,2	A	СРВ 245	№	8796450			
			КТН=	220000/√3:100/√3	B	СРВ 245	№	8796451			
				15853-06	C	СРВ 245	№	8796446			
		Счетчик	КТ=	0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№	01208933			
			Ксч=	1							
				31857-06							



Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		6	7	8	
9	ВЛ 220 Новомет. 3	ТТ	КТ= 0,2S	A	ВСТ	№	22266214	880000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%	
			КТГ= 2000/ 5	B	ВСТ	№	22266215				
			28930-05	C	ВСТ	№	22266216				
		ТН	КТ= 0,2	A	СРВ 245	№	8710680				
			КТН= 220000/√3:100/√3	B	СРВ 245	№	8710681				
			15853-96	C	СРВ 245	№	8710682				
		Счетчик	КТ= 0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№	01208931				
			Ксч= 1								
			31857-06								
10	ВЛ 220 Новомет. 4	ТТ	КТ= 0,2S	A	ВСТ	№	22266220	880000	± 0,6% ± 1,1%	± 1,4% ± 1,6%	
			КТГ= 2000/ 5	B	ВСТ	№	22266205				
			28930-05	C	ВСТ	№	22266208				
		ТН	КТ= 0,2	A	СРВ 245	№	8796450				
			КТН= 220000/√3:100/√3	B	СРВ 245	№	8796451				
			15853-06	C	СРВ 245	№	8796446				
		Счетчик	КТ= 0,2S/0,5	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		№	01208929				
			Ксч= 1								
			31857-06								

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности  $P=0,95$ ;  $\cos\varphi=0,87$  ( $\sin\varphi=0,5$ ) и токе ТТ, равном  $I_{ном}$ .

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ;  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ) и токе ТТ, равном 10 % от  $I_{ном}$ .

4. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 \div 1,02)U_{ном}$ ; диапазон силы тока  $(1,0 \div 1,2)I_{ном}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi=0,9$  инд.

– температура окружающего воздуха (для счетчиков электрической энергии): от 21°С до 25°С; УСПД – от 15°С до 25°С;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;

– атмосферное давление  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.

5. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 \div 1,1)U_{ном1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01 \div 1,2)I_{ном1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота  $(50,0 \pm 0,5)$  Гц;

– температура окружающего воздуха от -30°С до 35°С;

– относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;

– атмосферное давление  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 \div 1,1)U_{ном2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 \div 1,2)I_{ном2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота  $(50,0 \pm 0,5)$  Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15°С до 30°С;

– относительная влажность воздуха  $(40 \div 60)$  %;

– атмосферное давление  $(750\pm 30)$  мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от  $15^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на однотипные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3  $\pm 5$  с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени в АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3  $\pm 5$  с/сут.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3.

### Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
Измерительный трансформатор тока типа	IORAZ-GN	3
Измерительный трансформатор тока типа	BCT	15
Измерительный трансформатор тока типа	BCT DR	6
Измерительный трансформатор тока типа	ТШЛ-10-1-УТ3	3
Измерительный трансформатор тока типа	ТШЛ-20-1-УХЛ2	3
Измерительный трансформатор напряжения	EPR20Z	3
Измерительный трансформатор напряжения	TJC 6-G	6
Измерительный трансформатор напряжения	CPB 245	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа	A1800	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа	ЕвроАльфа	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Руководство по эксплуатации		1
Методика поверки		1
Сервер БД с ПО Альфа-Центр		1

### Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3, АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3. Методика поверки. ДЯИМ.422231.230.МП».

Рекомендуемые средства поверки:

– трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $35 \dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

– трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»;
- счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011;
- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

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

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3**

1. Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 – АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3.
2. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3 - АИИС КУЭ блоков № 2 и № 3 Челябинской ТЭЦ-3. Методика поверки. ДЯИМ.422231.230.МП

### **Изготовитель**

ООО «Эльстер Метроника»  
111250, Российская Федерация, г. Москва, ул. Красноказарменная, 12.  
Телефон: (495) 956-05-43; Факс (495) 956-05-42; Сайт: [www.elster.ru](http://www.elster.ru)

### **Заявитель**

ЗАО «Метростандарт»  
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, стр.1.  
Телефон: (495) 745-21-70; Факс (495) 705-97-50; Сайт: [www.metrostandart.ru](http://www.metrostandart.ru)

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное государственное учреждение «Пензенский центр стандартизации, метрологии и сертификации» (ФГУ «Пензенский ЦСМ»)  
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)  
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)  
Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

В. Н. Крутиков

М.П.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.