

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 (далее АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, мощности за интервалы времени.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 является трехуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки;
- третий – уровень информационно-вычислительного комплекса.

В состав АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 решает следующие задачи:

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

- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени;
- регистрация параметров электропотребления;
- формирование отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Фортум» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 включает следующие уровни:

1-й уровень состоит из 27 ИК и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S; 0,5; 0,5S;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2; 0,5;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 классов точности 0,2S/0,5 и 0,5S/1;

– вторичные измерительные цепи;

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД типа RTU-327;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень ИВК включает в себя:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- сервер базы данных «Альфа ЦЕНТР».

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 пол-

ной 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.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступает в УСПД, расположенное в шкафу сервера АИИС КУЭ. В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) по сети Ethernet на уровень сервер БД уровня ИВК, где осуществляется, хранение и накопление измерительной информации.

Синхронизация времени осуществляется при помощи устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключенного к УСПД и обеспечивающего прием сигналов точного времени спутниковой навигационной системы GPS. УСПД при каждом сеансе опроса счетчиков (1 раз в 30 минут) осуществляет синхронизацию времени встроенных часов счетчика со встроенными часами УСПД при расхождении времени между ними более чем на 2 с.

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

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

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

## **Программное обеспечение**

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 мин);
- 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 Коммерческого оператора (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 Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»)), смежным 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 Челябинской ТЭЦ-2, событий в АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения (наименование программного модуля, наименование файла)	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии «Альфа-ЦЕНТР»	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей, Amrserver.exe)	AC_UE	24dc80532f6d9391dc47f5dd7aa5df37	MD5
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)		783e1ab6f99a5a7ce4c6639bf7ea7d35	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер автоматического опроса счетчиков, Amra.exe)		3408aba7e4f90b8ae22e26cd1b360e98	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер работы с БД, Cdbora2.dll)		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека шифрования пароля счетчиков, Encryptdll.dll)		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (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;
- установкой пароля на УСПД;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

**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				К <sub>тт</sub> · К <sub>гн</sub> · К <sub>сч</sub>	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
			1	2		3	4		5
1	ВЛ-110 кВ «ЧТЗ 1 цель»	ТТ	КТ=0.5	А	ТВТ-110	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			К <sub>тт</sub> =1000/5	В	ТВТ-110				
			3635-73	С	ТВТ-110				
		ТН	КТ=0.2	А	ЗНОГ-110				
			К <sub>тн</sub> =110000:√3/100: √3	В	ЗНОГ-110				
			23894-07	С	ЗНОГ-110				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			К <sub>сч</sub> =1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ВЛ-110 кВ «ЧТЗ 2 цепь»	ТТ	КТ=0.5	A	ТВТ-110	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			К <sub>ТТ</sub> =1000/5	B	ТВТ-110				
			3635-73	C	ТВТ-110				
		ТН	КТ=0.2	A	ЗНОГ-110				
			К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100: √3	B	ЗНОГ-110				
			23894-07	C	ЗНОГ-110				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
3	ВЛ-110 кВ «Бульварная»	ТТ	КТ= 0.5	A	ТВТ-110	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			К <sub>ТТ</sub> = 1000/5	B	ТВТ-110				
			3635-73	C	ТВТ-110				
		ТН	КТ=0.2	A	ЗНОГ-110				
			К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100: √3	B	ЗНОГ-110				
			23894-07	C	ЗНОГ-110				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
4	ВЛ-110 кВ «Транзитная»	ТТ	КТ=0.5	A	ТВТ-110	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			К <sub>ТТ</sub> =1000/5	B	ТВТ-110				
			3635-73	C	ТВТ-110				
		ТН	КТ=0.2	A	ЗНОГ-110				
			К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100: √3	B	ЗНОГ-110				
			23894-07	C	ЗНОГ-110				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
5	ОМВ-110 кВ	ТТ	КТ=0.5	А	ТВТ-110	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/5	В	ТВТ-110				
			3635-73	С	ТВТ-110				
		ТН	КТ=0.2	А	ЗНОГ-110				
			КТН=110000:√3/100: √3	В	ЗНОГ-110				
			23894-07	С	ЗНОГ-110				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
6	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 13, КЛ-10 кВ «ИП Задорожный А. Д.»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПЛ-10	3000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=150/5	В	-				
			1276-59	С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
7	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 14, КЛ-10 кВ «ИП За- дорожный А. Д.»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПЛ-10У3	3000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=150/5	В	-				
			1276-59	С	ТПЛ-10У3				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
8	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 11, КЛ-10 кВ «ООО «Энергия ЧТЗ»	ТТ	КТ= 0.5	A	ТПЛ-10-М	1000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ= 50/5	B	-				
			22192-03	C	ТПЛ-10-М				
		ТН	КТ=0.5	A	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
9	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 12, КЛ-10 кВ «ООО «Энергия ЧТЗ»	ТТ	КТ= 0.5	A	ТПЛ-10У3	1000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ= 50/5	B	-				
			1276-59	C	ТПЛ-10У3				
		ТН	КТ=0.5	A	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
10	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 21, КЛ-10 кВ «ЧГЭС»	ТТ	КТ= 0.5	A	ТОЛ-10	3000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ= 150/5	B	-				
			7069-07	C	ТОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	A	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
11	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 20, КЛ-10 кВ «ЗАО «Офсетная газетная фабрика – Челябинск»	ТТ	КТ= 0.2S	A	ТПОЛ 10	3000	Активная Реактивная	± 1,0% ± 1,8%	± 2,5% ± 3,0%
			КТТ= 150/5	B	-				
			1261-02	C	ТПОЛ 10				
		ТН	КТ=0.5	A	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
12	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 23, КЛ-10 кВ «ЗАО «Офсетная газетная фабрика – Челябинск»	ТТ	КТ= 0.2S	A	ТПОЛ 10	3000	Активная Реактивная	± 1,0% ± 1,8%	± 2,5% ± 3,0%
			КТТ= 150/5	B	-				
			1261-02	C	ТПОЛ 10				
		ТН	КТ=0.5	A	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
13	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 15, КЛ-10 кВ «ЗАО «ЧЭСК»	ТТ	КТ= 0.5	A	ТПЛ-10	3000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ= 150/5	B	-				
			1276-59	C	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	A	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
14	РП «Линейная» 10 кВ, яч. 16, КЛ-10 кВ «ЗАО «ЧЭСК»	ТТ	КТ= 0.5	А	ТЛК10-5,6	3000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ= 150/5	В	-				
			9143-01	С	ТЛК10-5,6				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10-66У3				
			КТН=10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
15	ГРУ-10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ «ЧЭС»	ТТ	КТ= 0.5	А	ТПОФ	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	В	-				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ= 0.5	А	НТМИ-10-66				
			КТН= 10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
16	ГРУ-10 кВ, яч. 27, КЛ-10 кВ «ЧЭС»	ТТ	КТ= 0.5	А	ТПОФ	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	В	-				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ= 0.5	А	НТМИ-10-66				
			КТН= 10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
17	ГРУ-10 кВ, яч. 18, КЛ-10 кВ «ООО «Энергия ЧТЗ»	ТТ	КТ= 0.5	А	ТПОЛ-10	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт=1000/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ= 0.5	А	НТМИ-10-66				
			Ктн= 10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
18	ГРУ-10 кВ, яч. 28, КЛ-10 кВ «ООО «Энергия ЧТЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт=1000/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ= 0.5	А	НТМИ-10-66				
			Ктн= 10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
19	ГРУ-10 кВ, яч. 10, КЛ-10 кВ «ООО «Энергия ЧТЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт=1000/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ= 0.5	А	НТМИ-10-66				
			Ктн= 10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
20	ГРУ-10 кВ, яч. 34, КЛ-10 кВ «ООО «Энергия ЧТЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К <sub>ТТ</sub> =1000/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ= 0.5	А	НТМИ-10-66				
			К <sub>ТН</sub> = 10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
21	ГРУ-10 кВ, яч. 36, КЛ-10 кВ «ООО «Энергия ЧТЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К <sub>ТТ</sub> =1000/5	В	-				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ= 0.5	А	НТМИ-10-66				
			К <sub>ТН</sub> = 10000/100	В					
			831-69	С					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
22	Береговая насосная «Оз 1» 0,4 кВ, яч.3	ТТ	КТ= 0.5S	А	ТНШЛ-0,66	300	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 3,0% ± 3,0%
			К <sub>ТТ</sub> =1500/5	В	ТНШЛ-0,66				
			1673-07	С	ТНШЛ-0,66				
		Счетчик	Нет ТН						
			КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8		
23	Береговая насосная «Оз 1» 0,4 кВ, яч.8	ТТ	КТ= 0.5S	A	ТНШЛ-0,66	300	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 3,0% ± 3,0%		
			КТТ=1500/5	B	ТНШЛ-0,66						
			1673-07	C	ТНШЛ-0,66						
		Счетчик	Нет ТН		Альфа А1800						
			КТ=0.5S/1								
			Ксч=1								
31857-11											
24	ТГ-1 (10 кВ)	ТТ	КТ= 0.5	A	ТПШФА	100000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*		
			КТТ= 5000/5	B	ТПШФА						
			-	C	ТПШФА						
		ТН	КТ=0.5	A	НОМ-10						
			КТН=10000/100	B	-						
			363-49	C	НОМ-10						
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5		Альфа А1800						
			Ксч=1								
			31857-11								
25	ТГ-2 (10 кВ)	ТТ	КТ= 0.5	A	ТПШФА	100000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*		
			КТТ= 5000/5	B	ТПШФА						
			-	C	ТПШФА						
		ТН	КТ=0.5	A	НОМ-10						
			КТН=10000/100	B	НОМ-10						
			363-49	C	НОМ-10						
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5		Альфа А1800						
			Ксч=1								
			31857-11								

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
26	ТГ-3 (10 кВ)	ТТ	КТ=0.5	А	ТШЛ 20	160000	Активная Реактивная	± 1,1 % ± 2,3 %	± 5,0 % ± 2,5 %
			КТТ=8000/5	В	ТШЛ 20-1				
			ф.А и С 1837-63, ф.В 21255-03	С	ТШЛ 20				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-62	С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
27	ТГ-4 (10 кВ)	ТТ	КТ= 0.2S	А	ТШЛ 20-1	210000	Активная Реактивная	± 0,8 % ± 1,5%	± 1,7% ± 1,7%
			КТТ=10000/5	В	ТШЛ 20-1				
			21255-08	С	ТШЛ 20-1				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОЛ.06				
			КТН=10500:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06				
			3344-08	С	ЗНОЛ.06				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

\* - данный канал является информационным

Примечания:

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

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

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

– температура окружающего воздуха для счетчиков электрической энергии: от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до  $25^{\circ}\text{C}$ ; УСПД – от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до  $60^{\circ}\text{C}$ ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

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

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

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

– температура окружающего воздуха от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $35^{\circ}\text{C}$ ;

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

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

Для счетчиков электрической энергии:

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

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от  $15^{\circ}\text{C}$  до  $30^{\circ}\text{C}$ ;

– 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.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более 7 суток;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\ 000$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;

6. Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в

таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2  $\pm 5$  с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени в АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2  $\pm 5$  с/сут.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2

Наименование	Тип	Количество
Трансформаторы тока	ТВТ-110	15 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10 УЗ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТНШЛ-0,66	9 шт.
Трансформаторы тока	ТПШФА	6 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ20	2 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ20-1	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформаторы	НОМ-10	5 шт.
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-15-63	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	27 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ДИЯМ.422231.252.ИЭ	1 шт.
Методика поверки	ДИЯМ.422231.252.МП	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу ДЯИМ.422231.252.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2. Методика поверки», утвержденному Инновационным фондом «РОСИСПЫТАНИЯ» 30.10.2013 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- трансформатор напряжения лабораторный измерительный НЛЛ-15, номинальное напряжение первичной обмотки 10 000 В, класс точности 0,1 или 0,2;
- делитель напряжения ДН-220пт, коэффициент деления 1100, пределы допускаемой относительной основной погрешности при измерении напряжения переменного тока синусоидальной формы номинальной частотой 50 Гц  $\pm 0,1$  %;
- прибор сравнения КНТ-03, пределы погрешности измерения: по напряжению не более  $\pm (0,001+0,03 \cdot A)$  %, по углу не более  $\pm (0,1+0,03 \cdot A)$  мин, где А-значения измеряемой величины.
- трансформатор тока измерительный лабораторный ГТИ-5000.5; номинальные значения первичного тока: 50 А, 150 А, 600 А, 1000 А, 1500 А, 5000 А; номинальный класс точности 0,05;
- трансформатор тока измерительный лабораторный ГТИ-100; номинальные значения первичного тока 8000 А, 10000 А; пределы допускаемой токовой погрешности  $\pm 0,01$  %;
- частотомер электронно-счетный с диапазоном измерения 0,01 Гц — 12 МГц, с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,01 Гц;
- измеритель нелинейных искажений с диапазоном измерения 0...10 % с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,1 %
- нагрузочные устройства (магазины проводимости или магазины сопротивления), обеспечивающие нагрузку поверяемого трансформатора в пределах от 25 до 100 % его номинальной мощности, с пределом допускаемой основной погрешности активной и реактивной составляющих мощности не более  $\pm 4$  %;
- установка для поверки счетчиков электрической энергии МТЕ-S-10.05 с компаратором К2006; класс точности 0,01;
- установка для поверки счетчиков электрической энергии МК6801;
- калибратор переменного тока Ресурс-К2; диапазон измерений активной, реактивной и полной мощности по трем фазам  $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  до  $4,5 \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$ ; пределы допускаемой относительной погрешности измерений активной мощности  $\pm(0,15+0,03 \cdot (P_{\text{н}}/P-1))$ , где  $P_{\text{н}}= I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  при  $|\varphi|=60^{\circ}$ ; пределы допускаемой относительной погрешности измерений реактивной мощности  $\pm(0,15+0,03 \cdot (|Q_{\text{н}}/Q-1|))$ , где  $Q_{\text{н}}= I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  при  $|\varphi|=60^{\circ}$ ; пределы допускаемой относительной погрешности измерений полной мощности  $\pm(0,15+0,03 \cdot (|S_{\text{н}}/S-1|))$ , где  $S_{\text{н}}= I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$  при  $|\varphi|=60^{\circ}$ ;
- универсальная пробойная установка УПУ-10;
- устройство синхронизации времени УСП-2, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC при синхронизации времени от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS  $\pm 10$  мкс;
- секундомер механический СОПпр; класс точности 2;
- переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электроэнергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011, ПО АльфаЦЕНТР (AC\_RE/AC\_SE/AC\_L), один из вариантов пуско-наладочного ПО AlphaPlus W(AEP)/ AlphaPlus 100/ AlphaPlus W1.8 (MeterCat)/ AlphaPlus 100/Конфигуратор СЭТ;
- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электроэнергии приведена в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2 и отдельных измерительных комплексов», аттестованном Инновационным фондом «РОСИСПЫТАНИЯ». Свидетельство об аттестации № 2-11-12/13 от 11.12.2013 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2**

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Эльстер Метроника»  
111141, Российская Федерация, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля д.9, стр.3.  
Телефон: (495) 730-0286, (495) 730-0287; Сайт: [www.elster.ru](http://www.elster.ru)

**Заявитель**

ООО «Эльстер Метроника»  
111141, Российская Федерация, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля д.9, стр.3.  
Телефон: (495) 730-0286, (495) 730-0287; Сайт: [www.elster.ru](http://www.elster.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ»  
Адрес: 103001, г. Москва, Гранатный пер., д. 4  
Телефон/факс: (499) 236-41-71/(499) 230-36-25  
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30123-10 от 12.02.2010 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.                      «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.