

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Ордена Ленина Челябинская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Ордена Ленина Челябинская ГРЭС (далее АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, измерений времени в координированной шкале времени UTC.

Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС 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 Челябинской ГРЭС входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС решает следующие задачи:

- осуществление эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля выработки и потребления электрической энергии, и мощности по точкам поставки;
- измерение 30-ти 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;
- 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 электрической энергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС включает следующие уровни:

1-й уровень состоит из 35 ИК и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0.5
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0.5
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800

класса точности 0.2S/0.5, 0.5S/1;

- вторичные измерительные цепи;

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД типа RTU-327L;
- 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 электрической энергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступает в УСПД, расположенный 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 вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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 (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 Челябинской ГРЭС, событий в АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС.
- 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 электрической энергии «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				Ктт · Ктн · Ксч	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, ± %		
						Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:				
						cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87			
1	2	3		4		5	6	7	8	
1	ВЛ-110 кВ «ЦГРЭС – ТЗП 1 цепь», яч. 1	ТТ	КТ=0.5		A	SB 0.8	132000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт= 600/5		B	SB 0.8				
			20951-01		C	SB 0.8				
		ТН	КТ= 0.5		A	НАМИ-110УХЛ1				
			Ктн=110000:√3/100:√3		B	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08		C	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5		Альфа А1800					
			Ксч=1							
			31857-11							

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ВЛ-110 кВ «ЧГЭС – Вос- точная», яч. 2	ТТ	КТ=0.5	A	ТВ-110-II-У2	132000	Активная Реактивная	не нормирует- ся*	не нормирует- ся*
			КТТ=600/5	B	ТВ-110-II-У2				
			-	C	ТВ-110-II-У2				
		ТН	КТ= 0.5	A	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	C	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
3	ВЛ-110 кВ «ЧГЭС – За- речная 1 цепь», яч. 7	ТТ	КТ=0.5	A	SB 0.8	44000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=200/5	B	SB 0.8				
			20951-01	C	SB 0.8				
		ТН	КТ= 0.5	A	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	C	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
4	ВЛ-110 кВ «ЧГЭС – За- речная 2 цепь», яч. 8	ТТ	КТ=0.5	A	SB 0.8	44000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=200/5	B	SB 0.8				
			20951-01	C	SB 0.8				
		ТН	КТ= 0.5	A	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	C	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
5	ВЛ-110 кВ «ЧГРЭС – Ша-гол 4 цепь», яч. 9	ТТ	КТ=0.5	A	SB 0.8	132000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ= 600/5	B	SB 0.8				
			20951-01	C	SB 0.8				
		ТН	КТ= 0.5	A	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	C	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
6	ВЛ-110 кВ «ЧГРЭС – Шагол 1 цепь» с огпай-кой на ПС «Цинковая-110», яч. 12	ТТ	КТ=0.5	A	SB 0.8	132000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ= 600/5	B	SB 0.8				
			20951-01	C	SB 0.8				
		ТН	КТ= 0.5	A	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	C	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
7	ВЛ-110 кВ «ЧГРЭС – СЗК», яч. 11	ТТ	КТ=0.5	A	SB 0.8	132000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ= 600/5	B	SB 0.8				
			20951-01	C	SB 0.8				
		ТН	КТ= 0.5	A	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	C	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
8	ВЛ-110 кВ «ЧГЭС – Ново-металлургическая 1 цепь», яч. 14	ТТ	КТ=0.5	А	ТВ	1100000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/5	В	ТВ				
			19720-05	С	ТВ				
		ТН	КТ= 0.5	А	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	С	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
9	ВЛ-110 кВ «ЧГЭС – Ново-металлургическая 2 цепь», яч. 16	ТТ	КТ=0.5	А	ТВ-110-I	1100000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=1000/5	В	ТВ-110-I				
			-	С	ТВ-110-I				
		ТН	КТ= 0.5	А	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	С	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
10	ВЛ-110 кВ «ЧГЭС – Аэродромная», яч. 10	ТТ	КТ=0.5	А	ТВ-110-I-У2	1100000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=1000/5	В	ТВ-110-I-У2				
			-	С	ТВ-110-I-У2				
		ТН	КТ= 0.5	А	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	С	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
11	ЧГРЭС, ОМВ-110 кВ, яч. 15	ТТ	КТ=0.5	А	SB 0.8	132000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ= 600/5	В	SB 0.8				
			20951-01	С	SB 0.8				
		ТН	КТ= 0.5	А	НАМИ-110УХЛ1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110УХЛ1				
			24218-08	С	НАМИ-110УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
12	ГРУ-10 кВ, Ф 10-3 ЛКЗ	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1000/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			КТН=10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
13	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-43 – ООО «Галокомплект»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1000/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10-66				
			КТН=10000/100	В	-				
			4947-75	С	НОМ-10-66				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
14	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-11 – ОАО «ЧЦЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	30000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К _{ТТ} =1500/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			К _{ТН} =10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
15	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-45 – ОАО «ЧЦЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	30000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К _{ТТ} =1500/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10-66				
			К _{ТН} =10000/100	В	-				
			4947-75	С	НОМ-10-66				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
16	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС фидер № 10-47 – МУП «ПОВВ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТЛШ-10У3	400000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К _{ТТ} =2000/5	В	ТЛШ-10У3				
			6811-78	С	ТЛШ-10У3				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10-66				
			К _{ТН} =10000/100	В	-				
			4947-75	С	НОМ-10-66				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
17	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-5 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1000/5	В	ТПОЛ-10				
			ф.АС 518-50, ф.В 1261-02	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			КТН=10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
18	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-9 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1000/5	В	ТПОФ				
			фА.В.518-50, ф.С 1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			КТН=10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
19	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-19 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	30000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1500/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			КТН=10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
20	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-25 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	30000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			К _{ТТ} =1500/5	В	ТПОЛ-10 У3				
			ф.ВС -, ф.А 1261-59	С	ТПОЛ-10 У3				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			К _{ТН} =10000/100	В	-				
			363-49	А	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
21	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-29 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	30000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К _{ТТ} =1500/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			К _{ТН} =10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
22	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-35 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	30000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			К _{ТТ} =1500/5	В	ТПОЛ-10				
			1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			К _{ТН} =10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
23	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-37 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1000/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			КТН=10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
24	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-39 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	30000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1500/5	В	ТПОЛ-10				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10-66				
			КТН=10000/100	В	-				
			4947-75	А	НОМ-10-66				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
25	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС ячейка № 10-49 – ОАО «ЧЭМК»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	30000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1500/5	В	ТПОЛ-10				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10-66				
			КТН=10000/100	В	-				
			4947-75	С	НОМ-10-66				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
26	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС – Насосная ЧМЗ» (яч.10-27)	ТТ	КТ=0.5	А	ТОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	В	ТОЛ-10				
			7069-79	С	ТОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10				
			КТН=10000/100	В	-				
			363-49	С	НОМ-10				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
27	КЛ-10 кВ «ЧГРЭС – Насосная ЧМЗ» (яч.10-46)	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=1000/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НОМ-10-66				
			КТН=10000/100	В	-				
			4947-75	С	НОМ-10-66				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
28	ГРУ-10 кВ, Ф 10-2 Генератор 1	ТТ1	КТ=0.5	А	ТЛШ-10У3	40000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=2000/5	В	ТЛШ-10У3				
			6811-78	С	ТЛШ-10У3				
		ТТ2	КТ=0.5	А	ТЛШ-10У3				
			КТТ=2000/5	В	ТЛШ-10				
			ф.АС 6811-78, ф. В 11077-03	С	ТЛШ-10У3				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
29	ГРУ-10 кВ, Ф 10-6 Генератор 2	ТТ1	КТ=0.5	А	ТЛШ-10У3	40000	Активная Реактивная	не нормирует- ся*	не нормирует- ся*
			КТТ=2000/5	В	ТЛШ-10У3				
			6811-78	С	ТЛШ-10У3				
		ТТ2	КТ=0.5	А	ТЛШ-10У3				
			КТТ=2000/5	В	ТЛШ-10				
			ф.АС 6811-78, ф. В 11077-03	С	ТЛШ-10У3				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
30	ГРУ-10 кВ, Ф 10-30 Генератор 3	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	20000	Активная Реактивная	не нормирует- ся*	не нормирует- ся*
			КТТ=1000/5	В	ТПОЛ-10				
			ф.АС 1261-59, ф.В 1261-02	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
31	ГРУ-10 кВ, Ф 10-34 Ге- нератор 4	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	20000	Активная Реактивная	не нормирует- ся*	не нормирует- ся*
			КТТ=1000/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
32	ГРУ-10 кВ, Ф 10-41 Генератор 5	ТТ1	КТ=0.5	А	ТШЛ-10	40000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=2000/5	В	ТШЛ-10				
			3972-73	С	ТШЛ-10				
		ТТ2	КТ=0.5	А	ТШЛ-10				
			КТТ=2000/5	В	ТШЛ-10				
			3972-73	С	ТШЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НАМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			11094-87	С					
Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800							
	Ксч=1								
	31857-11								
33	ГРУ-10 кВ, Ф 10-54 Генератор 6	ТТ	КТ=0.5	А	ТПШФ	40000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=2000/5	В	ТПШФ				
			519-50	С	ТПШФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
34	ГРУ-10 кВ, Ф 10-12 Генератор 7	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	9000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1500/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-6				
			КТН=3000/100	В					
			831-53	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
35	ГРУ-10 кВ, Ф 10-36 Ге- нератор 8	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	9000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТ _{ТТ} =1500/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-6				
			КТ _Н =3000/100	В					
			831-53	С					
		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 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 $I_{ном}$.

3. 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 минус 40°С до 25°С; УСПД – от минус 40°С до 60°С;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

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

4. 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 $(50 \pm 0,5)$ Гц;

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

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 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 $(50 \pm 0,5)$ 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 ± 30) мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В, частота (50 ± 1) Гц;

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

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

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

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

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

- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии 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 Челябинской ГРЭС как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 5 с.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Ордена Ленина Челябинская ГРЭС.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ Челябинской ГРЭС

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	SB 0.8	21 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110-II-Y2	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110-I	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОФ	34 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10 (ТПОЛ-10 УЗ)	15 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТЛШ-10УЗ	13 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-10	8 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПШФ	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-110УХЛ1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10	5 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НОМ-10	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НОМ-10-66	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	35 шт.
Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	RTU-327	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 шт.
Методика поверки		1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Ордена Ленина Челябинская ГРЭС. Методика поверки. ДЯИМ.422231.253.МП», утвержденный ФБУ «Пензенский ЦСМ» 10 декабря 2012 года.

Рекомендуемые средства поверки:

- переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электрической энергии 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 «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Ордена Ленина Челябинская ГРЭС и отдельных измерительных комплексов». Аттестована ФБУ «Пензенский ЦСМ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Ордена Ленина Челябинская ГРЭС

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

Заявитель

ООО «Стройиндустрия»
440003, г.Пенза, ул. Индустриальная, д.40 б.
Телефон: (8412) 930-438; Факс (8412) 930-761;

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru
Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.П.

«___» _____ 2012 г.