

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, средней мощности.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ является средством измерения единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), класса точности 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03 классов точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии), класса точности 0,5 по ИЛГШ.411152.145ТУ и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи.

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000 и коммутационного оборудования.

3) третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) типа HP Proliant DL380G5 (зав. № CZC8171WGT) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных

данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

ИВК с периодичностью не реже одного раза в сутки производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация и вычисление электроэнергии и мощности, записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS), встроенный в УСПД ЭКОМ-3000Т.

Приемник сигналов точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию времени УСПД с ежесекундным сличением. Корректировка времени в момент синхронизации осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени более чем на  $\pm 1$  с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков.

Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется при каждом обращении сервера к УСПД. Корректировка времени сервера выполняется при условии расхождения времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется при каждом обращении УСПД к счетчику. Корректировка времени счетчиков осуществляется раз в сутки, при условии расхождения времени счетчика и УСПД  $\pm 3$  с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже  $\pm 5$ с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Таблица 1 – Перечень и состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение, тип	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 6	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
2	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 7	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	300/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
3	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
4	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 9	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
5	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 11	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
6	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 16	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
7	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 17	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	300/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
8	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 6	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	300/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
9	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 19	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 20	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
11	СТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 12	ТТ	А	ТГМ-110 УХЛ1	41965-09	0,2S	600/1
			В	ТГМ-110 УХЛ1			
			С	ТГМ-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	110000:√3/ 100:√3
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
12	СТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч. 1	ТТ	А	ТОЛ-35	21256-03	0,5S	100/5
			В	ТОЛ-35			
			С	ТОЛ-35			
		ТН	А	ТЮ 7	25429-03	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ТЮ 7			
			С	ТЮ 7			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
13	СТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч. 2	ТТ	А	GIF-36-59	29713-05	0,5S	200/5
			В	GIF-36-59			
			С	GIF-36-59			
		ТН	А	ТЮ 7	25429-03	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ТЮ 7			
			С	ТЮ 7			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
14	СТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч. 4	ТТ	А	ТОЛ-35	21256-03	0,5S	100/5
			В	ТОЛ-35			
			С	ТОЛ-35			
		ТН	А	ТЮ 7	25429-03	0,5	35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ТЮ 7			
			С	ТЮ 7			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
15	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 5	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 У3			
			С	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
16	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 14	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 У3			
			С	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
17	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 23	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	400/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 У3			
			С	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01		27524-04	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
18	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 25	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 У3			
			С	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
19	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 27	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	600/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 У3			
			С	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
20	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 4	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 У3			
			С	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
21	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 11	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 У3			
			С	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
22	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 24	ТТ	A	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			B	–			
			C	ТПОЛ-10			
		ТН	A	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06-6 У3			
			C	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
23	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 29	ТТ	A	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			B	–			
			C	ТПОЛ-10			
		ТН	A	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06-6 У3			
			C	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
24	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 30	ТТ	A	ТПОЛ-10	1261-02	0,2S	600/5
			B	–			
			C	ТПОЛ-10			
		ТН	A	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06-6 У3			
			C	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
25	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 9	ТТ	A	ТПОЛ-10М	47958-11; 47958-16	0,2S	600/5
			B	ТПОЛ-10М			
			C	ТПОЛ-10М			
		ТН	A	ЗНОЛ.06-6 У3	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06-6 У3			
			C	ЗНОЛ.06-6 У3			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
26	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 20	ТТ	А	ТПОЛ-10М	47958-11	0,2S	600/5
			В	ТПОЛ-10М			
			С	ТПОЛ-10М			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
27	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 5	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5S	300/5
			В	–			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
28	СТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч. 17	ТТ	А	ТПОЛ-10	47958-11	0,5S	750/5
			В	ТПОЛ-10			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-6 УЗ	25429-03	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
			С	ЗНОЛ.06-6 УЗ			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
29	КТП-6/0,4 кВ 400 кВА, ввод тр-ра 0,4 кВ	ТТ	А	ТШП-0,66 УЗ	45957-11	0,5S	100/5
			В	ТШП-0,66 УЗ			
			С	ТШП-0,66 УЗ			
		ТН	А	–	–	–	–
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09		36697-12	0,5S/1,0	–
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	
30	КТП-6/0,4 кВ 100 кВА, ввод тр-ра 0,4 кВ	ТТ	А	ТШП-0,66 У3	45957-11	0,5S	80/5	
			В	ТШП-0,66 У3				
			С	ТШП-0,66 У3				
		ТН	А	-	-	-	-	-
			В					
			С					
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09		36697-12	0,5S/1,0	-	
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	-	-			
31	ТГ-3	ТТ	А	ТШВ-15	1836-68	0,5	8000/5	
			В	-				
			С	ТШВ-15				
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	1593-62	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$	
			В	ЗНОМ-15-63				
			С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	-	
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	-	-			
32	ТГ-4	ТТ	А	ТШВ-15	1836-68	0,5	8000/5	
			В	-				
			С	ТШВ-15				
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	1593-62	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$	
			В	ЗНОМ-15-63				
			С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	-	
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	-	-			
33	ТГ-5	ТТ	А	ТШВ-15	1836-68	0,5	8000/5	
			В	-				
			С	ТШВ-15				
		ТН	А	ЗНОМ-15-63	1593-62	0,5	6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$	
			В	ЗНОМ-15-63				
			С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	-	
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	-	-			

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
34	ТГ-6	ТТ	A	ТШВ-15	1836-68	0,5	8000/5
			B	–			
			C	ТШВ-15			
		ТН	A	ЗНОМ-15-63	1593-62	0,5	6000:√3/ 100:√3
			B	ЗНОМ-15-63			
			C	ЗНОМ-15-63			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
35	ТГ-7	ТТ	A	ТШВ-15	1836-68	0,5	8000/5
			B	–			
			C	ТШВ-15			
		ТН	A	ЗНОМ-15-63	1593-62	0,5	6000:√3/ 100:√3
			B	ЗНОМ-15-63			
			C	ЗНОМ-15-63			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		
36	ТГ-8	ТТ	A	ТШВ-15	1836-68	0,5	8000/5
			B	–			
			C	ТШВ-15			
		ТН	A	ЗНОМ-15-63	1593-62	0,5	6000:√3/ 100:√3
			B	ЗНОМ-15-63			
			C	ЗНОМ-15-63			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1,0	–		
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	–	–		

Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном в ПАО «Т-Плюс» порядке, который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
  - автоматическое измерение средних на тридцатиминутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
  - периодический (каждые 30 мин или два раза в сутки для каналов сотовой связи) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;
  - хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в базе данных сервера, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование) и от несанкционированного доступа;
  - УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
  - хранение в счетчиках тридцатиминутных приращений электрической энергии в двух направлениях не менее 45 суток, а при отключении питания – не менее 10 лет;
  - формирование, ведение и хранение журнала событий АИИС КУЭ;
  - формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации, в том числе осуществление сервером обмена информацией с ИВК смежных АИИС КУЭ в виде макетов файлов в xml-формате;
  - обеспечение защиты с использованием электронной цифровой подписи при передаче измерительной информации в центры сбора;
  - предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
  - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на аппаратном (пломбирование счетчиков, испытательных коробок, механическая защита шкафа сервера АИИС КУЭ) и программном уровне (авторизация пользователей, регистрация событий в журнале);
  - диагностика, мониторинг функционирования, конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
  - ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.
- Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, выполняется в соответствии с их эксплуатационной документацией.

### **Программное обеспечение**

Структура и функции программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ:

- встроенное ПО счетчиков, предназначенное для вычисления приращений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности;
  - ПК «Энергосфера», разработанный ООО «Прософт-Системы» и предназначенный для автоматизированного сбора, обработки и отображения результатов измерений электрической энергии, ведения журнала событий, формирования отчетных документов, хранения и передачи информации в центры сбора.
- Основные программы в составе ПК «Энергосфера», установленные на сервере:
- «Сервер опроса» (автоматизированный сбор информации со счетчиков);
  - «Редактор расчетных схем» (создание и редактирование структуры объекта учета, настройка и отображение свойств средств измерений ИИК АИИС КУЭ);
  - «Консоль администратора» (конфигурирование и настройка сервера, синхронизации времени, прав пользователей, параметров резервного копирования);

- «АРМ Энергосфера» (отображение результатов измерений и журнала событий, формирование отчетных документов);
- «Центр импорта/экспорта» (формирование и передача в автоматическом режиме в центры сбора информации, в том числе передача «стандартных» макетов);
- «Ручной ввод» (ввод данных в базу при нарушении связи со счетчиками);
- «Алармер» (ведение журнала событий)

На компьютерах АРМ оператора установлена программа «АРМ Энергосфера». Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является библиотека «pso\_metr.dll», предназначенная для обработки информации, поступающей от счетчиков электрической энергии. Идентификация выполняется по команде оператора для программ ПК «Энергосфера», установленных на сервере. Идентификационные данные приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ нормированы с учётом влияния программного обеспечения АИИС КУЭ. Защита программного обеспечения АИИС КУЭ и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется на аппаратном и программном уровне. Для защиты ПО АИИС КУЭ и данных реализован алгоритм авторизации и разграничения полномочий пользователей. Для защиты передаваемых данных осуществляется их кодирование, обеспечиваемое ПК «Энергосфера».

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b для файла «pso_metr.dll»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности приведены в таблицах 3 и 4. В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1^*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1 – 11 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2;	1,0	±1,0	±1,2	±0,6	±0,8	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
	0,8	±1,1	±1,3	±0,8	±1,0	±0,6	±0,9	±0,6	±0,9

КТ счетчика 0,2S	0,5	±1,8	±1,9	±1,3	±1,4	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
12 – 19; 21; 27 – 28 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	±2,1	±2,4	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	±1,0	±1,6
	0,8	±2,7	±3,0	±1,7	±2,2	±1,3	±1,9	±1,3	±1,9
	0,5	±4,9	±5,1	±3,1	±3,4	±2,3	±2,7	±2,3	±2,7
20; 22 – 26 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,1	±1,3	±0,8	±1,0	±0,7	±0,9	±0,7	±0,9
	0,8	±1,3	±1,5	±1,0	±1,2	±1,6	±1,7	±1,6	±1,7
	0,5	±2,1	±2,2	±1,7	±1,8	±1,4	±1,6	±1,4	±1,6
29 – 30 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 0,5S	1,0	±2,0	±2,3	±1,0	±1,6	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
	0,8	±2,6	±2,9	±1,8	±2,0	±1,1	±1,7	±1,1	±1,7
	0,5	±4,7	±4,9	±2,8	±3,2	±1,9	±2,3	±1,9	±2,3
31 – 36 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.		±1,8	±2,2	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6
	0,8	не норм.		±2,9	±3,2	±1,7	±2,1	±1,3	±1,9
	0,5	не норм.		±5,5	±5,7	±3,0	±3,3	±2,3	±2,7
<p>Примечание – В таблице приняты следующие условные обозначения:  <math>I_{2(1)}</math>, <math>I_5</math>, <math>I_{20}</math>, <math>I_{100}</math> и <math>I_{120}</math> – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения <math>I_n</math>; (<math>1^*</math>) – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности <math>\cos\varphi</math>, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока <math>I_1 \leq I &lt; I_5</math>;  <math>\delta_o</math> – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;  <math>\delta_{py}</math> – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности.</p>									

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\sin\varphi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %
1 – 11 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,5 ИЛГШ.411152.145ТУ	0,6	±1,7	±2,2	±1,4	±1,9	±1,0	±1,7	±1,0	±1,7
	0,87	±1,2	±1,7	±0,9	±1,6	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5

Окончание таблицы 4

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %
12 – 16; 18 – 19; 21; 27 – 28 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0 ГОСТ Р 52425-2005	0,6	±4,1	±5,2	±2,8	±4,2	±2,1	±3,7	±2,1	±3,7
	0,87	±2,7	±4,0	±1,9	±3,5	±1,5	±3,4	±1,5	±3,4
17 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0 ГОСТ 26035-83	0,6	±4,9	±6,1	±3,0	±3,7	±1,8	±1,9	±1,8	±1,9
	0,87	±3,2	±4,4	±2,1	±2,8	±1,2	±1,4	±1,2	±1,4
20; 22 – 26 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5 ИЛГШ.411152.145ТУ	0,6	±2,0	±2,4	±1,6	±2,1	±1,3	±1,9	±1,3	±1,9
	0,87	±1,3	±1,8	±1,1	±1,7	±1,0	±1,6	±1,0	±1,6
29 – 30 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 1,0 ГОСТ Р 52425-2005	0,6	±4,0	±5,1	±2,6	±4,0	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	0,87	±2,6	±4,0	±1,7	±3,4	±1,3	±3,3	±1,3	±3,3
31 – 36 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0 ГОСТ Р 52425-2005	0,6	не норм.		±4,6	±5,5	±2,6	±4,0	±2,1	±3,7
	0,87	не норм.		±2,7	±4,1	±1,8	±3,5	±1,5	±3,4

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения:  
 $I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$  и  $I_{120}$  – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения  $I_n$ ;  $\delta_o$  – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;  
 $\delta_{py}$  – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ:	
- температура окружающей среды, °С	от +20 до +25
- параметр сети: напряжение, в долях от номинального значения $U_n$	1,00±0,02
- параметр сети: сила тока, в долях от номинального значения $I_n$	1,1±0,1
Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:	
- температура окружающего воздуха трансформаторов, °С	от -45 до +40
- температура, °С окружающего воздуха счетчиков	от +10 до +35
- температура окружающего воздуха ИВК, °С	от +15 до +30
- относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более	90
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Окончание таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ – параметры сети: - напряжение, в долях от номинального значения $U_n$ - сила тока, в долях от номинального значения $I_n$ - частота, в долях от номинального значения $f_n$ - коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ ) - индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	1,0±0,1 от 0,01(0,05) до 1,2 1,00±0,02 от 0,5 до 1,0 0,5
Параметры электрического питания средств приёма-передачи данных: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±10 50,0±0,2
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее: - измерительных трансформаторов тока - измерительных трансформаторов напряжения - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - УСПД ЭКОМ-3000Т - сервера	4000000 400000 165000 90000 90000 286800
Среднее время восстановления системы, ч, не более	24
Средний срок службы системы, лет, не менее	10

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

**Комплектность средства измерений**

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТБМО-110	30 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6 шт.
Трансформатор тока	GIF-36	3 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	25 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10М	6 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТШВ-15	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	9 шт.
Трансформатор напряжения	ТЮ 7	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	9 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	18 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	35 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000Т	1 шт.
Сервер баз данных	HPProliantDL380G5	1 шт.
Методика поверки	ТЕ.411711.402-17 МП	1 экз.



Окончание таблицы 6

Наименование	Обозначение	Количество
Формуляр	ТЕ.411711.402.04.ФО	1 экз.
Эксплуатационная документация	ТЕ.411711.402.04-ЛУ.	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу ТЕ.411711.402-17 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 15.07.2017 г.

Основные средства поверки:

– средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;

– радиочасы РЧ-011 (рег. № 35682-07);

– мультиметр «Ресурс-ПЭ» (рег. № 33750-07), метрологические характеристики: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения в диапазоне от 15 до 300 В  $\pm 0,2$  %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока  $\pm 0,3$  %; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями основной частоты  $\pm 0,1$ ; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц; пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности нагрузки ТТ от  $\pm 1,0$  до  $\pm 4,0$  %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности нагрузки ТН от  $\pm 0,5$  до  $\pm 4,0$  %;

– измеритель, комбинированный Testo 176 P1: диапазон измерений давления от 60 до 110 КПа, допускаемая относительная погрешность  $\pm 3$  %; диапазон измерений температуры от  $-20$  до  $+70$  °С, допускаемая абсолютная погрешность  $\pm 0,3$  °С; диапазон измерений влажности от 5 до 95 %, допускаемая относительная погрешность  $\pm 2$  %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ)

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

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

### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»  
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)

ИНН 7705803916

Адрес: 121421, г. Москва, ул. Рябиновая д.26, стр.2

Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский проезд, д.7, стр. 9.

Тел.(факс): +7 (495) 795-09-30

Web-сайт: [www.telecor.ru](http://www.telecor.ru)

E-mail: [info@telecor.ru](mailto:info@telecor.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»

(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, 1

Тел./факс: +7 (831) 428-78-78/+7 (831)428-57-95

Web-сайт: [www.nncsm.ru](http://www.nncsm.ru)

E-mail: [mail@nncsm.ru](mailto:mail@nncsm.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Нижегородский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30011-13 от 27.11.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.