

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому  
регулированию  
и метрологии  
от «06» августа 2021 г. № 1669

Регистрационный № 66617-17

Лист № 1  
Всего листов 18

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК»**

### **Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности, сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации в центры сбора.

### **Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений, выполняющие функцию измерений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности и включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи до счетчиков и технические средства приема-передачи данных и каналы связи;

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в свой состав: сервер и автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с установленным программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени УСВ-2, технические средства приёма-передачи данных.

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков. В счетчиках осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. Тридцатиминутные приращения электрической энергии вычисляются как интеграл по времени от средней мощности за интервал 30 мин.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в базу данных сервера. Связь между счетчиками и сервером осуществляется с использованием линий проводной и беспроводной связи. Сервер осуществляет автоматизированный сбор информации, вычисление приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации, формирование отчетных документов, ведение журнала событий, конфигурирование и параметрирование технических и программных средств АИИС КУЭ, долговременное хранение и передачу данных в центры

сбора информации. Оперативный доступ к информации, хранящейся в базе данных сервера, осуществляется с АРМ оператора с использованием программы «АРМ Энергосфера».

Передача информации в АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде файлов xml-формата, установленных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в свой состав устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер и счетчики. СОЕВ выполняет измерение интервалов времени и обеспечивает синхронизацию шкал времени внутренних часов компонентов СОЕВ. Измерение интервалов времени осуществляется таймерами счетчиков. По результатам измерений формируются тридцатиминутные интервалы, для которых осуществляется вычисление приращений электрической энергии.

Привязку к шкале координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU) осуществляет устройство синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация шкалы времени сервера осуществляется от УСВ-2 один раз в сутки при достижении расхождения со шкалой УСВ-2 более 2 с. Синхронизация шкал времени часов счетчиков осуществляется от сервера во время сеанса связи при достижении расхождения со шкалой сервера более 3 с. Расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отражают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Заводской номер АИИС КУЭ наноситься в эксплуатационную документацию. Знак поверки наноситься на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью их кодирования, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b для файла «pso_metr.dll»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2-5.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ*	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТЭЦ, С1ГТ, ТГ-1	TT	A	ТПШФ	519-50	0,5	2000/5
			B	ТПШФ			
			C	ТПШФ			
		TH	A	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20		44153-10	0,5S/1,0	–
2	ТЭЦ, С2ГТ, ТГ-2	TT	A	ТПШФ	519-50	0,5	2000/5
			B	ТПШФ			
			C	ТПШФ			
		TH	A	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20		44153-10	0,5S/1,0	–
3	ТЭЦ, С6ГТ, ТГ-6	TT	A	ТПШФ	519-50	0,5	4000/5
			B	ТПШФ			
			C	ТПШФ			
		TH	A	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20		44153-10	0,5S/1,0	–

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ТЭЦ, С7ГТ, ТГ-7	ТТ	A	ТПШФ	519-50	0,5	3000/5
			B	ТПШФ			
			C	ТПШФ			
		TH	A	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	—	
5	ТЭЦ, С9ГТ, ТГ-9	ТТ	A	ТПОФ	518-50	0,5	1500/5
			B	ТПОФ			
			C	ТПОФ			
		TH	A	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	—	
6	ТЭЦ, С10ГТ, ТГ-10	ТТ	A	ТШВ-15Б	5719-03	0,2	6000/5
			B	ТШВ-15Б			
			C	ТШВ-15Б			
		TH	A	ЗНОЛ.06	3344-08	0,5	13800: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06			
			C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	—	
7	ТЭЦ, С11ГТ, ТГ-11	ТТ	A	ТВ	64181-16	0,2S	6000/5
			B	ТВ			
			C	ТВ			
		TH	A	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	—	
8	ТЭЦ, С12ГТ, ТГ-12	ТТ	A	ТВ	64181-16	0,2S	6000/5
			B	ТВ			
			C	ТВ			
		TH	A	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	—	

Продолжение таблицы 2

9	ТЭЦ, С13ГТ, ТГ-13	ТТ	A	ТШВ-15	5719-03	0,2	8000/5
			B	ТШВ-15			
			C	ТШВ-15			
		ТН	A	ЗНОЛ.06	3344-04	0,5	10500: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06			
			C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12		58850-14	0,5S/1,0	—
10	ТЭЦ, С15ГТ, ТГ-15	ТТ	A	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	1500/5
			B	ТПОЛ-10			
			C	ТПОЛ-10			
		ТН	A	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B				
		C	Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	—
11	ЛЭП-1 яч. 1	ТТ	A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			B	ТВ-110-IX-3.2			
			C	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	НКФ-110			
			C	НКФ-110			
		Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12		58850-14	0,2S/1,0	—
12	ЛЭП-2 яч. 3	ТТ	A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			B	ТВ-110-IX-3.2			
			C	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	НКФ-110			
		C	Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	—
13	ОРУ-220 кВ, ВЛ Т-201	ТТ	A	ТФ3М 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			B	ТФ3М 220Б-IV У1			
			C	ТФ3М 220Б-IV У1			
		ТН	A	НКФ-220-58 У1	14626-95	0,5	220000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	НКФ-220-58 У1			
			C	НКФ-220-58 У1			
		Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12		58850-14	0,2S/1,0	—
14	ВЛ-110 кВ А-100 яч. 16	ТТ	A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			B	ТВ-110-IX-3.2			
			C	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	НКФ-110			
			C	НКФ-110			
		Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12		58850-14	0,2S/1,0	—

Продолжение таблицы 2

15	ОРУ-110 кВ, яч. 25 ЛЭП-8	ТТ	A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1	
			B	ТВ-110-IX-3.2				
			C	ТВ-110-IX-3.2				
		ТН	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$	
16	ЛЭП-12 яч. 41	ТТ	B	НКФ-110				
			C	НКФ-110				
			Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	—	
		ТН	A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1	
17	ЛЭП-13 яч. 49		B	ТВ-110-IX-3.2				
			C	ТВ-110-IX-3.2				
	ТН	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$		
		B	НКФ-110					
		C	НКФ-110					
18	ЛЭП-14 яч. 51	ТТ	Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	—	
			A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1	
			B	ТВ-110-IX-3.2				
		ТН	C	ТВ-110-IX-3.2				
19	ЛЭП-15 яч. 54	ТТ	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$	
			B	НКФ-110				
			C	НКФ-110				
		Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	—		
20	ЛЭП-16 яч. 55	ТТ	A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1	
			B	ТВ-110-IX-3.2				
			C	ТВ-110-IX-3.2				
		ТН	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$	
			B	НКФ-110				
			C	НКФ-110				
		Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	—		

Продолжение таблицы 2

21	ТЭЦ, ОРУ-110 кВ 2 секция, РУ-10,5 кВ С2Т	TT	A	ТПОЛ-10	47958-11	0,5S	1500/5
			B	—			
			C	ТПОЛ-10			
		TH	A	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
22	ТЭЦ, ОРУ-110 кВ 1 секция, С1Т		B				
			C				
	Sчетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234			35437-07	0,2S/1,0	—
	TT	A	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1	
23	С3Т, ЛЭП-35 кВ, ГМЗ		B				ТВ-110-IX-3.2
			C				ТВ-110-IX-3.2
	TH	A	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$	
	B	НКФ-110					
24	РУ-10,5 кВ С5Т, Л-77 «Водозабор» яч. 7		C				НКФ-110
	Sчетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12		58850-14	0,2S/1,0	—	
25	РУ-10,5 кВ С4Т, «ТПХ» яч. 5	TT	A	ТОЛ-35-III	47959-11	0,5S	600/5
			B	ТОЛ-35-III			
			C	ТОЛ-35-III			
		TH	A	ЗНОЛ-35 III	46738-11	0,5	35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
26	РУ-10,5 кВ С4Т, «ТПХ» яч. 6		B	ЗНОЛ-35 III			
			C	ЗНОЛ-35 III			
	Sчетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	—	
	TT	A	ТОЛ-10-I	15128-07	0,5	300/5	
27	РУ-10,5 кВ С4Т, «ТПХ» яч. 7		B				ТОЛ-10-I
			C				ТОЛ-10-I
	TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100	
	B						
28	РУ-10,5 кВ С4Т, «ТПХ» яч. 8						C
	Sчетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	—	
29	РУ-10,5 кВ С4Т, «ТПХ» яч. 9	TT	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			B	—			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
30	РУ-10,5 кВ С4Т, «ТПХ» яч. 10		B				
			C				
	Sчетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234			35437-07	0,2S/1,0	—
	TT	A					

Продолжение таблицы 2

26	РУ-10,5 кВ СЗТ, 1 пит. Л-3 «Чернильщи- ково» яч. 1	ТТ	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	300/5
			B	—			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
			C				
		Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	—
27	РУ-10,5 кВ СЗТ, Л-7 «2 пит. очистных сооружений» яч. 6	ТТ	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	600/5
			B	ТОЛ-10			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12		58850-14	0,5S/1,0	—
28	РУ-10,5 кВ С5Т, Л-7 «1 пит. очистных сооружений» яч. 3	ТТ	A	ТПОЛ-10	47958-11	0,5S	600/5
			B	—			
			C	ТПОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
			C				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12		58850-14	0,5S/1,0	—
29	РУ-10,5 кВ С5Т, 2 пит. Л-3 «Чернильщи- ково» яч. 6	ТТ	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	300/5
			B	—			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
			C				
		Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	—
30	РУСН-3 кВ 2 секция, «Арт. скв. № 1» яч. 34	ТТ	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	300/5
			B	—			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	ЗНОЛ.06	46738-11	0,5	3300: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06			
			C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12		58850-14	0,5S/1,0	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
31	РУСН-3 кВ 1 секция, «Арт. скв. № 2-3» яч. 7	ТТ	A	ТПЛ-10-М	22192-07	0,5S	400/5
			B	—			
			C	ТПЛ-10-М			
		TH	A	ЗНОЛ.06	46738-11	0,5	3300: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06			
			C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12		58850-14	0,5S/1,0	—
32	РУСН-3 кВ 6 секция, «Арт. скв. № 4» яч. 117	ТТ	A	ТПЛ-10-М	22192-07	0,5S	200/5
			B	—			
			C	ТПЛ-10-М			
		TH	A	ЗНОЛ.06	46738-11	0,5	3300: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛ.06			
			C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12		58850-14	0,5S/1,0	—
33	С4Т, РУ-10 кВ, яч. 3, 2 пит. КТП-10/0,4	ТТ	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			B	—			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
			C				
		Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	—
34	ТЭЦ, СЗТ, КРУН-10 кВ яч. 4, «1 пит. КТП»	ТТ	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			B	—			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
			C				
		Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	—
35	ТЭЦ, ТП-150 РУ-0,4 кВ 1 пит. Опытный завод	ТТ	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
		Счетчик	Фотон Ф-220-5-05-13-12		58850-14	0,5S/1,0	—

Продолжение таблицы 2

36	ТЭЦ, ТП-150 РУ-0,4 кВ 2 пит. Опытный завод	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
		Счетчик	Фотон Ф-220-5-05-13-12		58850-14	0,5S/1,0	—
37	1 пит. Столовая ТП-150 РУ-0,4 кВ	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
38	2 пит. Столовая ТП-150 РУ-0,4 кВ	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
39	1 пит. Пож. Депо	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	150/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
40	2 пит. Пож. Депо	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	150/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
41	РУ-10,5 кВ С4Т, «ГРП об. 10», яч. 4	TT	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			B	—			
			C	ТОЛ-10			
		TH	НАЛИ-НТЗ-10		59814-15	0,5	10000/100
42	КПН 6/0,4 кВ «Зоновка» ЛПХ Гребенюк	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	50/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	—

Продолжение таблицы 2

43	ТП 414 ГРС	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	50/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	—
44	Мегафон	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	40/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	—
45	ТП 10/0,4 кВ Угольная	TT	A	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	40/5
			B	ТОП-0,66			
			C	ТОП-0,66			
		TH	—		—	—	—
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	—
46	СХК, СЗ, ТП-4, яч. 4 (ввод на ТП Угольная)	TT	A	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	0,5S	100/5
			B	—			
			C	ТОЛ-СЭЩ			
		TH	A	ЗНОЛП-10	46738-11	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			B	ЗНОЛП-10			
			C	ЗНОЛП-10			
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.00		46634-11	0,5S/1,0	—
47	ТП Угольная РУ-10 кВ яч. 3	TT	A	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	50/5
			B	ТОЛ-10			
			C	ТОЛ-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.00		46634-11	0,5S/1,0	—
48	РУ-10,5 кВ С5Т, яч. 8 «Комплекс по переработке золошлаковых материалов»	TT	A	ТЛП-10	30709-11	0,5S	400/5
			—	—			
			C	ТЛП-10			
		TH	A	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			B				
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.08		50460-18	0,5S	—

Продолжение таблицы 2

Информационно-вычислительный комплекс						
1–48	Все присоединения	Устройство синхронизации времени УСВ-2	41681-10	—	—	—
		Сервер	—	—	—	—
		Автоматизированные рабочие места оператора	—	—	—	—

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик, указанных в таблицах 3 и 4.

2 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке, который хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

4 ФИФ ОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электрической энергии и средней мощности

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 $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %
1–5; 10 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.	±1,9	±2,3	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	
	0,8	не норм.	±3,1	±3,3	±1,7	±2,2	±1,4	±1,9	
	0,5	не норм.	±5,5	±5,7	±3,0	±3,3	±2,3	±2,7	
6; 9 КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	±0,9	±1,5	
	0,8	не норм.	±1,8	±2,2	±1,2	±1,7	±1,1	±1,7	
	0,5	не норм.	±2,5	±2,9	±1,7	±2,3	±1,6	±2,1	
7-8 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	±1,5	±1,9	±0,9	±1,5	±0,9	±1,5	±0,9	±1,5
	0,8	±1,7	±2,1	±1,4	±1,9	±1,1	±1,7	±1,1	±1,7
	0,5	±2,3	±2,7	±1,9	±2,4	±1,5	±2,1	±1,5	±2,1
11–12; 14–20; 22 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,5	±1,6	±1,3	±1,4	±1,2	±1,4	±1,2	±1,4
	0,8	±1,9	±2,0	±1,7	±1,8	±1,6	±1,7	±1,6	±1,7
	0,5	±3,2	±3,1	±2,8	±2,8	±2,6	±2,7	±2,6	±2,7

Продолжение таблицы 3

13; 24 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	0,8	не норм.	$\pm 2,9$	$\pm 3,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$
	0,5	не норм.	$\pm 5,5$	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,3$
21; 23; 25–26; 29; 33–34; 41 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
	0,8	$\pm 2,6$	$\pm 2,7$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 4,8$	$\pm 4,9$	$\pm 3,0$	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$
27–28; 30–32; 46–47 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 2,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,8$	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 4,9$	$\pm 5,1$	$\pm 3,2$	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$
35–38 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 0,5S	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 3,1$	$\pm 1,0$	$\pm 2,6$	$\pm 0,8$	$\pm 2,5$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 2,7$	$\pm 3,9$	$\pm 1,8$	$\pm 3,4$	$\pm 1,1$	$\pm 3,1$	$\pm 1,1$
	0,5	$\pm 4,8$	$\pm 6,0$	$\pm 2,9$	$\pm 4,7$	$\pm 1,9$	$\pm 4,2$	$\pm 1,9$
39–40; 42–45 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 0,5S	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 2,4$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 0,8$	$\pm 1,5$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 2,7$	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,1$
	0,5	$\pm 4,8$	$\pm 5,0$	$\pm 2,9$	$\pm 3,2$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$
48 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,7$	$\pm 3,0$	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 4,9$	$\pm 5,1$	$\pm 3,1$	$\pm 3,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$

Примечания

1 В таблице приняты следующие обозначения:  $I_{2(1)}$ ,  $I_5$ ,  $I_{20}$ ,  $I_{100}$  и  $I_{120}$  – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения  $I_n$ ; (1\*) – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока  $I_1 \leq I < I_5$ ;  $\delta_o$  – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;  $\delta_{pu}$  – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности.

2 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ указаны для измерений тридцатиминутных приращений активной электрической энергии и средней мощности.

3 В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ приведены границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\sin\phi$	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 $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %	$\delta_o$ , %	$\delta_{py}$ , %
1–5; 10; 13; 24 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	не норм.		$\pm 4,6$	$\pm 5,6$	$\pm 2,6$	$\pm 4,1$	$\pm 2,1$	$\pm 3,8$
	0,87	не норм.		$\pm 3,0$	$\pm 4,2$	$\pm 1,8$	$\pm 3,5$	$\pm 1,6$	$\pm 3,4$
6; 9 КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	не норм.		$\pm 2,5$	$\pm 4,0$	$\pm 1,7$	$\pm 3,6$	$\pm 1,6$	$\pm 3,5$
	0,87	не норм.		$\pm 2,1$	$\pm 3,7$	$\pm 1,4$	$\pm 3,3$	$\pm 1,4$	$\pm 3,3$
7-8 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	0,6	$\pm 2,4$	$\pm 3,9$	$\pm 2,1$	$\pm 3,7$	$\pm 1,6$	$\pm 3,5$	$\pm 1,6$	$\pm 3,5$
	0,87	$\pm 2,0$	$\pm 3,6$	$\pm 1,9$	$\pm 3,5$	$\pm 1,3$	$\pm 3,3$	$\pm 1,3$	$\pm 3,3$
11–12; 14–20; 22 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 1,0	0,6	$\pm 3,0$	$\pm 4,3$	$\pm 2,8$	$\pm 4,2$	$\pm 2,4$	$\pm 3,9$	$\pm 2,4$	$\pm 3,9$
	0,87	$\pm 2,3$	$\pm 3,8$	$\pm 2,2$	$\pm 3,7$	$\pm 1,8$	$\pm 3,5$	$\pm 1,8$	$\pm 3,5$
21; 23; 25–34; 41; 46–47 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	$\pm 4,2$	$\pm 5,2$	$\pm 2,9$	$\pm 4,3$	$\pm 2,1$	$\pm 3,8$	$\pm 2,1$	$\pm 3,8$
	0,87	$\pm 2,8$	$\pm 4,1$	$\pm 2,2$	$\pm 3,7$	$\pm 1,6$	$\pm 3,4$	$\pm 1,6$	$\pm 3,4$
35–38 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 1,0	0,6	$\pm 4,1$	$\pm 6,8$	$\pm 2,7$	$\pm 6,1$	$\pm 1,8$	$\pm 5,8$	$\pm 1,8$	$\pm 5,8$
	0,87	$\pm 2,7$	$\pm 5,5$	$\pm 2,1$	$\pm 5,2$	$\pm 1,4$	$\pm 5,0$	$\pm 1,4$	$\pm 5,0$
39–40; 42–45 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 1,0	0,6	$\pm 4,1$	$\pm 5,1$	$\pm 2,7$	$\pm 4,1$	$\pm 1,8$	$\pm 3,6$	$\pm 1,8$	$\pm 3,6$
	0,87	$\pm 2,7$	$\pm 4,0$	$\pm 2,1$	$\pm 3,7$	$\pm 1,4$	$\pm 3,3$	$\pm 1,4$	$\pm 3,3$

Продолжение таблицы 4

Примечания

1 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.

2 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ указаны для измерений тридцатиминутных приращений электрической энергии и средней мощности.

3 В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ приведены границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	48
Нормальные условия:	
- температура окружающей среды, °C	от +20 до +25
- параметры сети:	
а) напряжение, % от $U_n$	от 98 до 102
б) сила тока, % от $I_n$	от 100 до 120
в) частота, Гц	от 49,8 до 50,2
г) коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,9 инд
Рабочие условия:	
- температура окружающего среды, °C	
а) для ТТ и ТН	от -45 до +40
б) для счетчиков (ИК 1-34, 39-47)	от +10 до +35
в) для счетчиков (ИК 35-38, 48)	от -40 до +40
г) для ИВК	от +15 до +30
- параметры сети:	
а) напряжение, % от $U_n$	от 90 до 110
б) сила тока, % от $I_n$	от 1 (5) до 120
в) коэффициент мощности $\cos\varphi$	от 0,5 до 1,0
г) индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	0,5
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее	
- ТТ	4000000
- ТН	400000
- счетчики «Фотон» (рег. № 44153-10) и «Протон-К» (рег. № 35437-07)	90000
- счетчики «Фотон» (рег. № 58850-14)	130000
- счетчики «ПСЧ-4ТМ.05МК» (рег. № 46634-11, № 50460-18)	165000
- сервера	286800

Продолжение таблицы 5

Глубина хранения информации:	
- счетчики: «Фотон» (рег. № 44153-10), «Протон-К» (рег. № 35437-07) «Фотон» (рег. № 58850-14)	
а) сохранение данных в памяти, лет, не менее (при отсутствии питания)	10
- счетчики: «ПСЧ-4ТМ.05МК» (рег. № 46634-11, № 50460-18)	
а) сохранение данных в памяти, лет, не менее (при отсутствии питания)	40
- сервер:	
а) хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источников бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование измерительных трансформаторов, счетчиков, испытательных клеммников, разветвителей интерфейсов и питания, сервера, УСВ;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка паролей на счетчики и сервер.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формулляра печатным способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПШФ	12 шт.
	ТПОФ	3 шт.
	ТШВ-15Б	3 шт.
	ТШВ-15	3 шт.
	ТПОЛ-10	3 шт.

Продолжение таблицы 6

	ТВ-110-IX-3.2	30 шт.
	ТФЗМ 220Б-IV У1	3 шт.
	ТПОЛ-10	4 шт.
	ТОЛ-35 III	3 шт.
	ТОЛ-10-I	3 шт.
	ТОЛ-10	20 шт.
	ТПЛ-10-М	4 шт.
	ТОП-0,66	30 шт.
	ТОЛ-СЭЩ	2 шт.
	ТЛП-10	2 шт.
	ТВ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	7 шт.
	ЗНОЛ.06	3 шт.
	НТМИ-18	2 шт.
	ЗНОЛ.06	3 шт.
	НКФ-110	12 шт.
	НКФ-220-58 У1	3 шт.
	ЗНОЛ-35 III	3 шт.
	НАЛИ-НТЗ-10	4 шт.
	ЗНОЛ.06	9 шт.
	ЗНОЛП-10	3 шт.
Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трехфазные «Протон-К»	Протон-К ЦМ-02-А-23-234	9 шт.
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные «Фотон»	Фотон Ф-57-5-05-20	9 шт.
	Фотон Ф-220-5-05-13-12	4 шт.
	Фотон Ф-57-5-05-23-12	6 шт.
	Фотон Ф-57-1-02-23-12	11 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	6 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МК.08	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1 шт.
Сервер	Dell PowerEdge R630	1 шт.
Методика поверки	МП 266-16 с изменением № 1	1 экз.
Формуляр	ТЕ.411711.560 ФО	1 экз.
Руководство пользователя	ТЕ.411711.560 ИЗ	1 экз.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК», аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», аттестат аккредитации № 01.00241-2013 от 11.12.2013.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК»**

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

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

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