



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.048.A № 49540**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)  
ОАО "Селенгинский ЦКК"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Техносоюз"  
(ООО "Техносоюз"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **52505-13**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 52505-13**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **21 января 2013 г. № 24**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2013 г.

Серия СИ

№ **008274**

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Селенгинский ЦКК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Селенгинский ЦКК» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени и программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер базы данных, каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД ЭКОМ-3000, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В качестве резервного канала используется канал на основе GSM связи.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по сотовым каналам связи стандарта GSM, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации: формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени синхронизирующего собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСПД «ЭКОМ-3000», установленного в шкафу УСПД. Часы УСПД синхронизированы с часами приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сервер БД синхронизируется с УСПД. Сравнение времени сервера БД с временем УСПД осуществляется при каждом сеансе связи и коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера БД и УСПД  $\pm 1$  с. Также при каждом сеансе связи происходит сравнение времени УСПД с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с УСПД в  $\pm 1$  с, но не чаще одного раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Селенгинский ЦКК» используется ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 — Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Алармер	AlarmSvc.exe	6.4.46.473	817660465EF8719051338D26E050BCC0	MD5
АРМ Энергосфера	ControlAge.exe	6.4.131.1477	3D169EF92523DF2292560C372DD0C27D	MD5
Архив	Archive.exe	6.4.7.244	0480EDECA3E13AFAE657A3D5F202FC59	MD5
Инсталлятор	Install.exe	6.4.63.677	59AC4172A3688F93F680F01E22A12B81	MD5
Консоль администратора	Adcenter.exe	6.4.61.1035	C237BB9A4771889CD215CB0E1EE1F3B6	MD5
Менеджер программ	SmartRun.exe	6.4.63.677	DC54F5938E73D70D6EB09BB64188975F	MD5
Редактор расчетных схем	AdmTool.exe	6.4.158.5715	2311196F909ABC65256C2276A41688CA	MD5
Ручной ввод	HandInput.exe	6.4.33.319	E2C7BBD88F67F3AB781222B97DED255	MD5
Сервер опроса	PSO.exe	6.4.69.1954	BD34231A7C8AE0CC59C98B3B3A6E7A72	MD5
Тоннелепрокладчик	TunnelEcom.exe	6.4.2.74	89A5EEBD7ABC63E88C17E079E0D2BDA2	MD5

Продолжение Таблицы 2

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Центр импорта/экспорта	exrimp.exe	6.4.132.2726	C9FCE49F9A5005947 0CE3ACE8F8C4AB8	MD5
Электроколлектор	ECollect.exe	6.4.61.1185	BDF16FBB4DD9F910 41AA58E27F8DE202	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Энергосфера», включающие в себя ПК «Энергосфера», внесены в Госреестр №31335-06.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.



## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений*	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; РУ-1 ЗРУ-6кВ; яч. ввода 6 кВ АТ-1	ТЛШ-10 У3 Кл.т. 0,5 2000*/5 Зав. № 188 Зав. № 2889	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 7645 Зав. № 7802	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807120653	ЭКОМ-3000 Зав. №10124174	Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,6	±4,7
2	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; РУ-1 ЗРУ-6кВ; яч. ввода 6 кВ АТ-2	ТЛШ-10 У3 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 206 Зав. № 560	НОМ-6 У4 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 6294 Зав. № 6367	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807120660		Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,6	±4,7
3	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; РУ-1 ЗРУ-6кВ; 3ш. 6кВ; яч.83	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 21910 Зав. № 22852	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1279	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125047		Активная	±1,3	±3,3
						Реактивная	±2,5	±5,7
4	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; РУ-1 ЗРУ-6кВ; 1ш. 6кВ; яч.51	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 47558  ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 55476	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 851	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125096		Активная	±1,3	±3,3
					Реактивная	±2,5	±5,7	
5	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; РУ-1 ЗРУ-6кВ; 4ш. 6кВ; яч.72	ТЛП-10-5 У3 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 37086 Зав. № 37087	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 9541	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125110	Активная	±1,3	±3,3	
					Реактивная	±2,5	±5,7	
6	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; РУ-1 ЗРУ-6кВ; 2ш. 6кВ; яч.50	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 42154 Зав. № 47025	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 8831	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125124	Активная	±1,3	±3,3	
					Реактивная	±2,5	±5,7	
7	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; РУ-1 ЗРУ-6кВ; 2ш. 6кВ; яч.60	ТЛП-10-5 У3 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 37088 Зав. № 37089		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125275	Активная	±1,3	±3,3	
					Реактивная	±2,5	±5,7	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТП-39 6/0,4кВ; РУ- 0,4 кВ; фидер ИП Губанова	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2101008 Зав. № 2101007 Зав. № 2101004	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108120918	ЭКОМ- 3000 Зав. №10124174	Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
9	ТП-37 6/0,4кВ; РУ- 0,4 кВ; фидер ООО «Бурят- терминал»	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 2051692 Зав. № 2050897 Зав. № 2051659	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108120925		Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
10	ГРУ-6кВ; 2сш. 6кВ; реактор 203; 2сш. 6кВ; яч. 74	ТЛО-10 У3 Кл.т. 0,5S 150/5 Зав. № 37084 Зав. № 37085	НТМИ-6-66 У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 5426	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125291		Ак- тивная	±1,3	±3,3
						Реак- тивная	±2,5	±5,7
11	ГРУ-6кВ; 2сш. 6кВ; реактор 208; 1сш. 6кВ; яч. 79	ТОЛ-10 УХЛ2.1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 19246 Зав. № 19248	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 192 Зав. № 6232	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125359		Ак- тивная	±1,3	±3,3
						Реак- тивная	±2,5	±5,7
12	ТП-18 «АТЦ» 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; фидер ИП Демин	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 2054949 Зав. № 2054942 Зав. № 2054948	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108120932		Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
13	РУ-5 6кВ; 2сш. 6кВ; яч. 23	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 63655 Зав. № 84065	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 561	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125656	Ак- тивная	±1,3	±3,3	
					Реак- тивная	±2,5	±5,7	
14	РУ-5 6кВ; 1сш. 6кВ; яч. 22	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 38107 Зав. № 20388	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ВСТА	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807125691	Ак- тивная	±1,3	±3,3	
					Реак- тивная	±2,5	±5,7	
15	ТП-40 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2101015 Зав. № 2100998 Зав. № 2101002	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108121227	Ак- тивная	±1,0	±3,2	
					Реак- тивная	±2,1	±5,6	
16	ТП-49 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; 1сш. 0,4кВ; яч. фидера «СЭМ»	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 2050903 Зав. № 2049885 Зав. № 2050886	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108121234	Ак- тивная	±1,0	±3,2	
					Реак- тивная	±2,1	±5,6	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ТП-49 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; 1сш. 0,4кВ; яч. фидера «Зей- налов»	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 2051696 Зав. № 2050887 Зав. № 2051690	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108121241	ЭКОМ- 3000 Зав. №10124174	Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
18	ВПУ 6кВ; на отпайке от оп. №32 ВЛ- 6кВ «Клюк- венная» в сторону ТП- 23 6/0,4кВ	ТОЛ-10-1-2 У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 18768 Зав. № 18663	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2002700 Зав. № 2002476 Зав. № 2002481	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 0.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109122407		Ак- тивная	±1,3	±3,3
						Реак- тивная	±2,5	±5,7
19	ТП-62 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; яч. Ввода 0,4кВ	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2101018 Зав. № 2101019 Зав. № 2101009	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108121255		Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
20	ТП-59 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; яч. ввода 0,4кВ	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2100997 Зав. № 2100996 Зав. № 2101013	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108121262		Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
21	ТП-61 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; яч. ввода 0,4кВ	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2101005 Зав. № 2101000 Зав. № 2101010	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108121269		Ак- тивная	±1,0	±3,2
					Реак- тивная	±2,1	±5,6	
22	ВПУ 6кВ; яч. фидера 6кВ в сторону ТП- ЖБИ-1 6/0,4кВ	ТОЛ-10-1-2 У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 20387 Зав. № 20385	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2002482 Зав. № 2002479 Зав. № 2002475	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 0.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109122414	Ак- тивная	±1,3	±3,3	
					Реак- тивная	±2,5	±5,7	
23	ТП-32 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; яч. 1	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 2049900 Зав. № 2051698 Зав. № 2051668	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108121276	Ак- тивная	±1,0	±3,2	
					Реак- тивная	±2,1	±5,6	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ТП-32 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; яч. 2	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2101012 Зав. № 2101016 Зав. № 2100999	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109121520	ЭКОМ- 3000 Зав. №10124174	Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
25	ТП-44 6/0,4кВ; РУ- 0,4кВ; ввод 0,4кВ ООО «Мегафон»	ТОП-0,66-3-0,5 У3 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 2052378 Зав. № 2052357 Зав. № 2052363	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109121562		Ак- тивная	±1,0	±3,2
						Реак- тивная	±2,1	±5,6
26	ТП-ЖБИ-1 6/0,4кВ; РУ- 6кВ; ввод №2 яч. 6	ТЛП-10-5 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 37090 Зав. № 37091	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ВВВР	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 0.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109122421		Ак- тивная	±1,3	±3,3
					Реак- тивная	±2,5	±5,7	
27	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; ОРУ-110кВ; яч. ввода 110кВ АТ-1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 805 Зав. № 945 Зав. № 956	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 2600 Зав. № 2704 Зав. № 2844	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807120667	Ак- тивная	±1,0	±2,9	
					Реак- тивная	±2,0	±4,6	
28	ПС «СЦКК» 220/110/6кВ; ОРУ-110кВ; яч. ввода 110кВ АТ-2	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1574 Зав. № 1573 Зав. № 1638	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 2927 Зав. № 2890 Зав. № 2599	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807120668	Ак- тивная	±1,0	±2,9	
					Реак- тивная	±2,0	±4,6	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение (0,98 – 1,02) Уном; ток (1 – 1,2) Ином, частота - (50 ± 0,15) Гц;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) Ун1; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) Ин1; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
- допустимая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от минус 40 °С до + 60 °С; УСПД - от минус 10 °С до + 50 °С; ИВК - от + 10 °С до + 25 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.



6. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД и УСВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником оборудования порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД «ЭКОМ-3000» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа;

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция часов счетчиков и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиками;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчиков;
  - УСПД;

Возможность корректировки часов в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
  - электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
  - УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 3 года;

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Селенгинский ЦКК» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Госреестр	Количество
Трансформатор тока ТЛШ-10 УЗ	6811-78	4 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10	1276-59	3 шт.
Трансформатор тока ТПЛМ-10	2363-68	7 шт.
Трансформатор тока ТЛП-10-5 УЗ	30709-11	6 шт.
Трансформатор тока ТОП-0,66-3-0,5 УЗ	47959-11	36 шт.
Трансформатор тока ТЛО-10 УЗ	25433-11	2 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10 УХЛ2.1	7069-07	2 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-2 У2	47959-11	4 шт.
Трансформатор тока ТФНД-110М	2793-71	6 шт.
Трансформатор напряжения НОМ-6	159-49	6 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	2611-70	7 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6	831-53	1 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6 УЗ	46738-11	6 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	6 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	9 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	15 шт.
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000	17049-09	1 шт.
Методика поверки	-	1 шт.
Формуляр	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу МП 52505-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Селенгинский ЦКК». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в декабре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";

- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- ПСЧ-4ТМ.05МК - по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167.РЭ1;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 - по методике «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

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

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Селенгинский ЦКК» .

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Селенгинский ЦКК»**

1. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
4. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

- осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 258–45–35; Факс: (495) 363–48–69

E-mail: [info@t-souz.ru](mailto:info@t-souz.ru); [www.t-souz.ru](http://www.t-souz.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кур-  
ской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Юридический адрес:

305029, г. Курск, Южный пер., д. ба

тел./факс: (4712) 53-67-74,

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru); [www.kcsms.ru](http://www.kcsms.ru)

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

м.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.