



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.048.A № 44371

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)
ОАО "АтомЭнергоСбыт" (ФГУП "Горно-химический комбинат")**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма
"СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ" (ЗАО ИТФ "СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ"),
г.Владимир**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **48193-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 48193-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **11 ноября 2011 г. № 6304**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 002406

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат») (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-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАльфа, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 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-ой уровень – устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналобразующая аппаратура.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 406), устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (№2271), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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.

Для измерительных каналов (ИК) №4-27, 32-33, 69-72, 75 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД СИКОН С70, 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.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по сотовым каналам связи.

Для ИК №1-3, 28-31, 34-68, 73-74 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает непосредственно в ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Для передачи данных используется сотовые каналы связи типа GSM.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется 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 на основе УСВ-2, синхронизирующим собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,35$ с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Время УСПД синхронизировано с временем ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение времени ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСПД осуществляется один раз в сутки, синхронизация осуществляется вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с УСПД (для ИК № 4-27, 32-33, 69-72, 75) или с ИВК (для ИК №1-3, 28-31, 34-68, 73-74) производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД ± 2 с (не чаще один раз в сутки для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М). Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат») используется ПО «Пирамида 2000» версии 20, в состав которого входят программы указанные в таблице 2. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«Пирамида 2000»		20		-
Пирамида 2000 АРМ:Предприятие	P2KClient.exe	20.25/2010	A9295EBCDFF61F6D 1209D37863D9B489	MD5
Пирамида 2000 Сервер	P2KServer.exe	20.02/2010/С-2048	6F1E5B9A922321FB8 D40151CD822AFAD	MD5

Системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000» внесены в Госреестре №21906-11.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

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

Но- мер точ- ки изме- рений	Наименова- ние точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электр- оэнер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВ- КЭ)		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ПС "Камала-1" ВЛ С-122	ТВ-110/50 Кл.т. 1,0 1000/5 Зав. № 81/1 Зав. № 81/2 Зав. № 81/3	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Зав. № 1059403 Зав. № 1051979 Зав. № 1059386	ЕА02РАЛ- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01101474	ИВК «ИКМ- Пира- ми- да» №406	Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,7$ $\pm 4,4$	$\pm 5,6$ $\pm 8,6$
2.	ПС "Камала-1" ВЛ С-123	ТВ-110/50 Кл.т. 1,0 1000/5 Зав. № 253/1 Зав. № 253/2 Зав. № 253/3	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Зав. № 1103791 Зав. № 1053414 Зав. № 1051985	ЕА02РАЛ- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01101411		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,7$ $\pm 4,4$	$\pm 5,6$ $\pm 8,6$
3.	ПС "Камала-1" ОВ	ТДУ-110 Кл.т. 1,0 1000/5 Зав. № 012/1 Зав. № 012/2 Зав. № 012/3	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Зав. № 1059403 Зав. № 1051979 Зав. № 1059386 Зав. № 1103791 Зав. № 1053414 Зав. № 1051985	ЕА02РАЛ- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01101435		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,7$ $\pm 4,4$	$\pm 5,6$ $\pm 8,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.	П-0 РУ-6кВ яч.5	ТПОФ Кл.т. 1,0 600/5 Зав. № 49820 Зав. № 50377	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2878	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611128 3	СИ- КОН С70 №0595 2	Актив- ная, реактив- ная	±1,7 ±4,5	±5,8 ±9,0
5.	П-0 РУ-6кВ яч.6	ТПФ Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 129846 Зав. № 140753	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2878	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611138 8		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
6.	П-0 РУ-6кВ яч.7	ТПФ Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 139677 Зав. № 141856	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2878	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080511417 2		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
7.	П-0 РУ-6кВ яч.22	ТПФ Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 143079 Зав. № 165843	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1713	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611139 5		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
8.	П-0 РУ-6кВ яч.23	ТПФ Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 158364 Зав. № 162484	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1713	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611140 9		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
9.	П-0 РУ-6кВ яч.25	ТПФ Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 162449 Зав. № 141529	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1713	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611128 0		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.	П-0 РУ-6кВ Яч.27	ТПФ Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 164933 Зав. № 142435	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1713	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611149 6	СИ- КОН С70 №0595 2	Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
11.	П-0 РУ-6кВ Яч. №41	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 46542 Зав. № 41092	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2693	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611133 2		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
12.	П-0 РУ-6кВ Яч. №39	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 50545 Зав. № 74216	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2693	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611135 3		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
13.	П-0 РУ-6кВ Яч. №42	ТВК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 06489 Зав. № 06468	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2693	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080511401 7		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
14.	П-0 РУ-6кВ Яч. №49	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 51426 Зав. № 28971	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√ 3 Зав. № 7538 Зав. № 6913 Зав. № 3597	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611139 9		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
15.	П-0 РУ-6кВ Яч. №50	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 6280 Зав. № 1741	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√ 3 Зав. № 7538 Зав. № 6913 Зав. № 3597	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611139 2		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16.	РТП-131 6кВ яч.6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 6200 Зав. № 1621	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 11500	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611142 1	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
17.	РТП-131 6кВ яч.12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 6175 Зав. № 7270	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2119	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611129 7		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
18.	РП-138 6кВ яч.3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 16138 Зав. № 16229	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 456	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611154 5		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
19.	РП-138 6кВ яч.17	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 3359 Зав. № 14162	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2951	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611105 4		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
20.	ПС ТП-289 Яч. 6кВ №2	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 0915 Зав. № 0907	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 10431	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611197 3		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
21.	РП-138 6кВ яч.15	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 4435 Зав. № 4600	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2951	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611198 3		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22.	П-5 ОРУ 35кВ яч. ВЛТ-50	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 994 Зав. № 993 Зав. № 989	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Зав. № 1096179 Зав. № 1097523 Зав. № 1090055	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611133 7	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$
23.	Подстанция П-5 РУ 6кВ яч. №39	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 6196 Зав. № 14960	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 917	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611129 5		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$
24.	Подстанция П-0 Яч. 6 кВ № 2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 7505 Зав. № 2089	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2878	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611143 7	СИ- КОН С70 №0595 2	Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$
25.	Подстанция П-0 Яч. 6 кВ № 4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2153 Зав. № 2166	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2878	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611103 3		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$
26.	Подстанция П-0 Яч. 6 кВ № 24	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 7902 Зав. № 1521	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1713	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611198 0		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$
27.	Подстанция П-0 Яч. 6 кВ № 35	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 50546 Зав. № 74232	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2693	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611145 5		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28.	РТП-214 руб. №18	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 1052164 Зав. № 1051177 Зав. № 1052153	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 060711087 6	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3
29.	РТП-217 руб. №3	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 070411173 1	Актив- ная, реактив- ная		±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2	
30.	РТП-217 руб. №11	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 070611030 5	Актив- ная, реактив- ная		±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2	
31.	ТП-842 руб. №15	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 5238 Зав. № 5244 Зав. № 5245	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 060711287 3		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3
32.	ПС П-9 яч. 6 кВ № 08	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 64538 Зав. № 15273	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТУР	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611135 0	СИ- КОН С70 №0595 3	Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
33.	ПС П-9 яч. 6кВ №24	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 10548 Зав. № 10566	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № НТРА	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611138 5		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34.	ПС П-11 яч. 6кВ №43	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 7271 Зав. № 2643	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1000	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611128 1	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
35.	ПС П-11 яч. 6кВ №105	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 2637 Зав. № 1292	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 997	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611099 0		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
36.	ПС П-19 яч. 6кВ №22	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 6010 Зав. № 23595	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 312	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611162 2		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
37.	ПС П-19 яч. 6кВ №25	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 75274 Зав. № 73651	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 349	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611100 5		Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
38.	Ввод 0,4кВ КТП-240	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 070611024 7		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
39.	РТП-214 ввод 0,4кВ 1Т	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 1025129 Зав. № 1025034 Зав. № 1024927	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 060711053 8		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40.	РТП-214 ввод 0,4кВ 2Т	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 1024835 Зав. № 1024834 Зав. № 1025246	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 060711190 1	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3
41.	ТП-87 ввод 0,4кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Зав. № 1046043 Зав. № 1046053 Зав. № 1046040	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 060711086 2		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3
42.	ТП-88 ввод 0,4кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Зав. № 1051659 Зав. № 1051658 Зав. № 1051663	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 060711078 5		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3
43.	ИП Василь- цов	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110263		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
44.	АЗС-23	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110326		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
45.	ТП-303	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 1040224 Зав. № 1054307 Зав. № 1054306	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0607110890		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46.	ТП-302	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 1039340 Зав. № 1039342 Зав. № 1040222	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0607110771	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3
47.	РТП-217 руб. №13	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110319		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
48.	ПС ТП-32 панель. № 1	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110277		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
49.	ГК №4 (об.344 КЦ-1 СТС)	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110340		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
50.	ГК №19, шкаф учета	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110261		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
51.	ГК №19А, шкаф учета	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0704111661		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
52.	ГК № 28	—	—	ПСЧ- 3ТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0704111675		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
53.	ГК № 41	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0704111753	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
54.	ГК № 53	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110219		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
55.	ГК №54/1, в гараже №13.	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110313		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
56.	ГК №54/2, в гараже №49	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110320		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
57.	ТП-32, пан. 7 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0704111682		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
58.	ГК № 68	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110236		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
59.	ГК № 80А	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110215		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
60.	ГК № 81А	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110256		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
61.	ГК №46, пункт учета	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110299	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
62.	РЩ-1, авт № 5	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110348		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
63.	ТП-33, на вводе 0,4 кВ силового тр- ра	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 1054853 Зав. № 1054267 Зав. № 1054869	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0607110897		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3
64.	ТП-31, РУ- 0,4 кВ, яч. 2	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0704111759		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
65.	ГК №101, пункт учета	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110186		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
66.	ГК №104А, на стене бок- са	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110347		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
67.	ГК №107, на внешней сте- не гаража №2	—	—	ПСЧ- ЗТМ.05М.0 5 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110271		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
68.	ТП-214, на стене в РУ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 0706110362	ИВК «ИКМ-Пирамида» №406	Активная, реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±3,2
69.	П-9 110/6кВ, яч. №24А	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 6190 Зав. № 5839	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № НТРА	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806111343	СИ-КОН С70 №05953	Активная, реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
70.	П-9 110/6кВ, яч. №23Б	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 6116 Зав. № 6202	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТХСТ	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806111601		Активная, реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
71.	П-9 110/6кВ, яч. №37	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 58169 Зав. № 50216	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТТУР	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806111323		Активная, реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
72.	П-9 110/6кВ, яч. №39	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 02182 Зав. № 01888	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № ПТТУР	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806111371		Активная, реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
73.	ВРУ 0,4кВ ФПС№2 от руб.7 РТП-217	ТТЭ-30 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 11670 Зав. № 11690 Зав. № 11674	—	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0607110764	ИВК «ИКМ-Пирамида» №406	Активная, реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
74.	ВРУ 0,4кВ ФПС№2 от руб.14 РТП- 217	ТТЭ-30 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 11685 Зав. № 11684 Зав. № 11710	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 7 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 060711079 2	ИВК «ИКМ- Пира- ми да» №406	Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3
75.	ПС П-0 ВЛ С-290	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 7899 Зав. № 7900 Зав. № 7901	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100 :√3 Зав. № 52901 Зав. № 57758 Зав. № 52860 Зав. № 1489544 Зав. № 57789 Зав. № 57704	СЭТ- 4ТМ.03М.0 1 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 080611194 5	СИ- КОН С70 №0595 2	Актив- ная, реактив- ная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, частота - (50 ± 0,15) Гц; cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от + 18 °С до + 25 °С; УСПД - от + 10 °С до + 30 °С; ИВК - от + 10 °С до + 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) Ун₁; диапазон силы первичного тока - (0,01 ÷ 1,2) Ин₁; коэффициент мощности cosφ(sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) Ун₂; диапазон силы вторичного тока - (0,02 ÷ 1,2) Ин₂; коэффициент мощности cosφ(sinφ) - 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже,

чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат») порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик ПСЧ-3ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

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;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (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 – 10 лет;
- Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Горнохимический комбинат») 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	Количество
Трансформатор тока типа ТВ-110/50	6 шт.
Трансформатор тока типа ТДУ-110	3 шт.
Трансформатор тока типа ТПОФ	2 шт.
Трансформатор тока типа ТПФ	12 шт.
Трансформатор тока типа ТВЛМ-10	10 шт.
Трансформатор тока типа ТВК-10	2 шт.
Трансформатор тока типа ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
Трансформатор тока типа ТОЛ 10	2 шт.
Трансформатор тока типа ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформатор тока типа ТОЛ-35	3 шт.
Трансформатор тока типа ТТИ-А	3 шт.
Трансформатор тока типа ТЛМ-10	10 шт.
Трансформатор тока типа ТПЛ-10	16 шт.
Трансформатор тока типа ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформатор тока типа ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока типа ТТЭ-30	6 шт.
Трансформатор тока типа ТШП-0,66	24 шт.
Трансформатор тока типа ТФМ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения типа НКФ-110-57	12 шт.
Трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66 У3	5 шт.
Трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформатор напряжения типа НТМИ-6	11 шт.
Трансформатор напряжения типа ЗНОМ-35-65 У1	3 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01	35 шт.
Счетчик электрической энергии ЕвроАЛЬФА	3 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М.17	11 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-3ТМ.05М.05	26 шт.
Устройство свбора и передачи данных «СИКОН С70»	2 шт.
ИВК «ИКМ-Пирамида»	1 шт.
Методика поверки	21 шт.

Наименование	Количество
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 48193-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Атом-ЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в октябре 2011 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";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- ЕвроАЛЬФА - по методике поверки «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки»;
- ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки - ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ;
- ПСЧ-3ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.138РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138РЭ;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- ИВК ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1»;
- УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- 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

Методика измерений изложена в документе "Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат»).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АтомЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат»)

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

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.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Атом-ЭнергоСбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат»)».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

www.sicon.ru

Заявитель

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) 639–91–50, Факс: (495) 639–91–52

E-mail: info@t-souz.ru

www.t-souz.ru

Испытательный центр

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

305029, г. Курск, Южный пер., д. ба

тел./факс: (4712) 53-67-74,

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации № 30048-08 действителен до 01 декабря 2011 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «_____» _____ 2011 г.