



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.048.A № 47583**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт"  
(по сетям филиала "Южный" ОАО "Оборонэнерго", п. Сукко, объект № 1)**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

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

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50736-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 50736-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **30 июля 2012 г. № 546**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 005917



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1) (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 – 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 и ГОСТ Р 52322-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и 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-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя два устройства сбора и передачи данных СИКОН С50 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру и программное обеспечение (далее – ПО).

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» г. Краснодар HP ProLiant DL180R06, основной и резервный серверы баз данных (БД) ОАО «Оборонэнергосбыт» г. Москва SuperMicro 6026T-NTR+, система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) UCSB-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и 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 поступает на входы УСПД через GSM-сеть и далее на сервер СД. Сервер СД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации

на сервер БД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт». При отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован по технологии CSD. В качестве устройства передачи данных используется GSM/GPRS-модем Teleofis RX100R. На сервере БД осуществляется хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД, ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS/ GLONASS -приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более  $\pm 0,35$  с. УСВ-2 подключено к ИВК. Время ИВК синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется не реже чем один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени УСПД с временем ИВК производится не реже 1 раза в сутки, корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков с УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (не реже 1 раза в 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД  $\pm 1$  с, но не реже 1 раза в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1) используется ПО "Пирамида 2000" версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "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 ПО "Пирамида 2000".

Таблица 1 — 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
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b21906 5d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c 83f7b0f6d4a132f	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156 a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e664 94521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3 215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

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

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики и ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИБК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10 кВ «Сукко», КРУН-10кВ, 1 сш 10 кВ яч.7 ф. С-7	ТЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. №8003 Зав. №7808	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № ОРХВ	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103072570	НР ProLiant DL180 R06№С ZJ1470 GST	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,7
2	ТП-1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, фидер № 1/3	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111498		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,3	±5,7
3	ТП-1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, фидер № 4/2	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111484		активная	±1,2	±3,4
					реактивная	±2,3	±5,7	
4	ТП-4 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, фидер № 8/3	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111519	активная	±1,2	±3,4	
					реактивная	±2,3	±5,7	
5	ТП-4 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, фидер № 8/4	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 0195304 Зав. № 0195284 Зав. № 0195294	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113381	активная	±1,0	±3,2	
					реактивная	±2,4	±5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ТП-4 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, фидер № 1/3	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111470	HP ProLiant DL180 R06№С ZJ1470 GST	актив-ная  реак-тивная	±1,2  ±2,3	±3,4  ±5,7
7	ШР ФГУ МО РФ "ВС Золотой берег", РУ-0,4 кВ, фид. 1/4 ВРУ кафе "Эдем" ИП Атмачьян В.А. (0,4 кВ)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 02019642 Зав. № 02019643 Зав. № 02019644	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113686		актив-ная  реак-тивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,3
8	ШР ФГУ МО РФ "ВС Золотой берег", РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4кВ к кафе «Ирина»	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 11143146 Зав. № 11143147 Зав. № 11143148	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113340		актив-ная  реак-тивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,3
9	ШР ФГУ МО РФ "ВС Золотой берег", РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4кВ к кафе «Классик»	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 11143562 Зав. № 11143563 Зав. № 11143564	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113311		актив-ная  реак-тивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,3
10	КТП-85 10/0,4 кВ ЛОК «Дон» (0,4кВ)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 07069073 Зав. № 07069074 Зав. № 07069075	—	ПСЧ-4ТМ.05МК. 04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112110039		актив-ная  реак-тивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-1002 (ввод №1) ООО «Центариан» (0,4кВ)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 189379 Зав. № 187116 Зав. № 187103	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112110111	HP ProLiant DL180R 06 № CZJ147 0GST	актив- ная	±1,0	±3,2
						реак- тивная	±2,4	±5,3
12	ТП-1002 (ввод №2) ООО «Центариан» (0,4кВ)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 092994 Зав. № 092978 Зав. № 092995	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112110068		актив- ная	±1,0	±3,2
						реак- тивная	±2,4	±5,3
13	КТП-6 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ фид.2/1	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111463		актив- ная	±1,2	±3,4
						реак- тивная	±2,3	±5,7
14	ЩР «Тон- нель», насос ЛОК «ДОН» (0,4 кВ)	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111505	актив- ная	±1,2	±3,4	
					реак- тивная	±2,3	±5,7	
15	ЩР «Тон- нель» насос ООО «Центарион» (0,4 кВ)	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1105110097	актив- ная	±1,2	±3,4	
					реак- тивная	±2,3	±5,7	
16	РП-10, РУ-10 кВ, 1 с.ш., КЛ-10 кВ к ТП-2 Т-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 6637 Зав. № 5563	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1745	СЭТ- 4ТМ.03М.0 3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811111096	актив- ная	±1,1	±3,0	
					реак- тивная	±2,6	±4,7	



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	РП-10, РУ-10 кВ, 2 с.ш., КЛ-10 кВ к ТП-2 Т-1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 6306 Зав. № 6380	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 6401	СЭТ- 4ТМ.03М.0 3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811111288	HP ProLiant DL180R 06 № CZJ147 0GST	актив- ная  реак- тивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,7

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  $(0,95 \div 1,05) U_n$ ; ток  $(1,0 \div 1,2) I_n$ ;  $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$ ;

- температура окружающей среды:  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ ;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение -  $(0,98 \div 1,02) U_{\text{ном}}$ ; ток -  $(1 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ ; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;  $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$ ;

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2) I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$   $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

- допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус  $40 ^\circ\text{C}$  до  $+ 50 ^\circ\text{C}$ ; для счетчиков от минус  $40 ^\circ\text{C}$  до  $+ 60 ^\circ\text{C}$ ;

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

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $0,05 I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0 ^\circ\text{C}$  до  $+ 35 ^\circ\text{C}$ ;

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 и ГОСТ Р 52322-2005, 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, сервера СД и УСВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1) порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- УСПД СИКОН С50 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 256554$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 0,5$  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 (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1) типографским способом.

## Комплектность средства измерений

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	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТЛМ-10 (Госреестр № 2473-05)	2
Трансформатор тока Т-0,66 (Госреестр № 17551-06)	21
Трансформатор тока ТПЛ-10 (Госреестр № 1276-59)	4
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 (Госреестр № 831-69)	3
Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08)	3
Счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК (Госреестр № 46634-11)	14
УСПД СИКОН С50	2
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 50736-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в марте 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";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- ПСЧ-4ТМ.05МК - по методике поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.167 РЭ;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- УСПД СИКОН С50 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методиками поверки ВЛСТ 198.00.000 И1»;
- 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 «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1).

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1)**

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 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

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 ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Южный» ОАО «Оборонэнерго», п. Сукко, объект №1).

## **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) 639–91–50

Факс: (495) 639–91–52

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

[www.t-souz.ru](http://www.t-souz.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](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 Курской области»  
ФБУ «Курский ЦСМ»  
Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а  
Тел./факс: (4712) 53-67-74,  
E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)  
Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п.            «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.