



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.048.A № 48994**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

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

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51966-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 51966-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **29 ноября 2012 г. № 1067**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 007665



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Саратов, 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, 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-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя два устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» (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. Саратов HP ProLiant DL180R06, основной и резервный серверы баз данных (БД) ОАО «Оборонэнергосбыт» г. Москва SuperMicro 6026T-NTR+, система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) UCS-2, 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 преобразуются 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, находящийся на ПС «Техническая», 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 межма-

шинного 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 сервера 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 «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Саратов, 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	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c	MD5

1	2	3	4	5
вычислениях различных значений и проверке точности вычислений			83	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b73726 1328cd77805bd1b a7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66 494521f63d00b0d 9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf40 55bb2a4d3fe1f8f4 8	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd 3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	Syn- chroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc 23ecd814c4eb7ca 09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e 2884f5b356a1d1e 75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие 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 ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10 кВ "Техническая", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9, ф.1003	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 07720 Зав. № 07800	НТМИ-10 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4914	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105076154	«ЭКОМ-3000» Зав. № 11092830	Активная	±1,3	±3,3
						Реактивная	±2,5	±5,7
2	ПС 110/10 кВ "Техническая", РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.29, ф.1009	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 04260 Зав. № 95798	НТМИ-10 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 367	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105075107		Активная	±1,3	±3,3
						Реактивная	±2,5	±5,7
3	ПС 110/10 кВ "Техническая", РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.25, ф.1007	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 40753 Зав. № 40770		СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105076016		Активная	±1,3	±3,3
						Реактивная	±2,5	±5,7
4	ПС 110/10 кВ "Техническая", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4, ф.1012	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 41516 Зав. № 54843	НТМИ-10 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7433	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105071098		Активная	±1,3	±3,3
						Реактивная	±2,5	±5,7
5	РП-"Картфабрика" 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.19	ТПЛ 10-У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 4961  ТПЛ 10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 33395	НТМИ 10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № СТВ	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806121537	Активная	±1,1	±3,0	
					Реактивная	±2,3	±4,7	
6	РП-"Картфабрика" 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.2	ТПЛ 10-МУ2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 968 Зав. № 963	НТМИ 10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3193	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811110908	HP Pro-Liant DL180R0 6 Зав. № CZJ1470 GTP	Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7
7	РП-"Картфабрика" 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.15	ТПЛ 10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 33406 Зав. № 26593	НТМИ 10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № СТВ	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806121103		Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7
8	РП-"Картфабрика" 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4	ТПЛ 10-МУ2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 964 Зав. № 961	НТМИ 10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3193	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804122239		Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	РП "Сокол" 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10кВ, яч.4	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 20/5 Зав. № 45666 Зав. № 47694	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1585	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811110875	HP Pro-Liant DL180R0 6 Зав. № CZJ1470 GTP	Актив-ная ±1,1	±3,0	Реактив-ная ±2,3 ±4,7
10	РП "Сокол" 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10кВ, яч.21	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 24704 Зав. № 24600	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1739	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811111258		Актив-ная ±1,1	±3,0	Реактив-ная ±2,3 ±4,7
11	РП "Сокол" 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10кВ, яч.6	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 24495 Зав. № 37496	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1585	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811110739		Актив-ная ±1,1	±3,0	Реактив-ная ±2,3 ±4,7
12	ТП-3411 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № F50683 Зав. № F50681 Зав. № F50684	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.0 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112115857		Актив-ная ±1,0	±3,2	Реактив-ная ±2,1 ±5,6
13	ТП-3411 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-2	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № F50685 Зав. № F50682 Зав. № F50675	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.0 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104120732		Актив-ная ±1,0	±3,2	Реактив-ная ±2,1 ±5,6
14	ТП-3424 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.2	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № F50669 Зав. № F50670 Зав. № F50668	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 10167141		Актив-ная ±1,0	±3,2	Реактив-ная ±2,1 ±5,6
15	ТП-3424 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.4	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № F50676 Зав. № F50667 Зав. № F50677	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 10167076		Актив-ная ±1,0	±3,2	Реактив-ная ±2,1 ±5,6
16	ТП-3405 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ячейка 3 отходящего фидера в сторону ВРУ-0,4 кВ Объекта №1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № F1691 Зав. № F1683 Зав. № F1659	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.0 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104120801		Актив-ная ±1,0	±3,2	Реактив-ная ±2,1 ±5,6
17	ТП-3405 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ячейка 3 отходящего фидера в сторону ВРУ-0,4 кВ Объекта №2	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № F8101 Зав. № F8107 Зав. № F8102	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.0 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112115884		Актив-ная ±1,0	±3,2	Реактив-ная ±2,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ТП-3419 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.3	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № К7076 Зав. № К7095 Зав. № К7103	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 10167169	HP Pro- Liant DL180R0 6 Зав. № CZJ1470 GTP	Актив- ная	±1,0	±3,2
						Реактив- ная	±2,1	±5,6
19	ТП-3402 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.2	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № К7101 Зав. № К7079 Зав. № К7104	—	ПСЧ- ЗАРТ.07.132. 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02000279		Актив- ная	±1,0	±3,2
						Реактив- ная	±2,1	±5,6
20	ТП-3408 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № F50665 Зав. № F50674 Зав. № F50666	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112115841		Актив- ная	±1,0	±3,2
					Реактив- ная	±2,1	±5,6	
21	ТП-3409 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.9, отходящая КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Объекта ОАО "Оборонэнерго", ввод №1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № F8111 Зав. № F8104 Зав. № F8112	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104120850	Актив- ная	±1,0	±3,2	
					Реактив- ная	±2,1	±5,6	
22	ТП-3409 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.9, отходящая КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Объекта ОАО "Оборонэнерго", ввод №2	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № F8108 Зав. № F8110 Зав. № F8109	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.0 4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104120752	Актив- ная	±1,0	±3,2	
					Реактив- ная	±2,1	±5,6	

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
- Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин;  $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$ ;
  - температура окружающей среды: (20±5) °С;
- Рабочие условия эксплуатации:
  - параметры сети для ИК: напряжение - (0,98 – 1,02) Уном; ток - (1 – 1,2) Ином; частота – (50±0,15) Гц;  $\cos\phi=0,9_{\text{инд.}}$ ;
  - параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1) Ун<sub>1</sub>; диапазон силы первичного тока – (0,05 – 1,2) Ин<sub>1</sub>; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  0.5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота – (50 ± 0,4) Гц;
  - допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус 40 °С до + 50 °С; для счетчиков от минус 40 °С до + 60 °С;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 I<sub>ном</sub>, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 35 °С;

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, сервера СД и УСВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Оборонэнерго» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Саратов, 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 Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее T = 90 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее T = 140 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее T = 165 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- электросчётчик Меркурий 230 ART-03 – среднее время наработки на отказ не менее T = 150 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- электросчётчик ПСЧ-3АРТ.07 – среднее время наработки на отказ не менее T = 88 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее T = 35000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- УСПД «ЭКОМ-3000» – среднее время наработки на отказ не менее T = 55000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее T = 256554 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 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**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Саратов, 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	Госреестр №	Кол-во, шт.
Трансформатор тока типа ТВЛМ-10	1856-63	8
Трансформатор тока типа ТПЛ-10 УЗ	1276-59	1
Трансформатор тока типа ТПЛ-10	1276-59	9
Трансформатор тока типа ТПЛ-10 М	22192-07	4
Трансформатор тока типа ТТИ-40	28139-12	15
Трансформатор тока типа ТТИ-А	28139-12	12
Трансформатор тока типа ТТИ-60	28139-12	6
Трансформатор напряжения типа НТМИ-10 УЗ	51199-12	3
Трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66	831-69	4
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	7

Наименование	Госреестр №	Кол-во, шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	7
Счетчик электрической энергии Меркурий 230 ART	23345-07	3
Счетчик электрической энергии ПСЧ-3АРТ.07	36698-08	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	—	1
Руководство по эксплуатации	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 51966-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Саратов, объект №1). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в сентябре 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.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4Т.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1;
- Меркурий 230 ART-03 – по «Методике поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1;
- ПСЧ-3АРТ.07 – по методике поверки ИЛГШ.411152.147 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.147 РЭ;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- УСПД «ЭКОМ-3000» – по методике поверки «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ. Методика поверки»;
- 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 «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Саратов, объект №1).

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

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» ООО «Техносоюз»

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

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.11/10, строение 4, 2 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 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

Ф.В. Булыгин

м.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.