

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗСМИ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗСМИ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, выполненная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК ТУ), включающие измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (СБД) ООО «КЗСМИ», автоматизированные рабочие места (АРМ), УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

#### Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД СИКОН С70, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

Сервер, установленный в ООО «КЗСМИ», опрашивает УСПД по сети Интернет посредством GPRS, считывает с него профили мощности и журналы событий счётчиков (в случае если отсутствует TCP-соединение с контроллером, сервер устанавливает CSD-соединение с С-1.02 и по нему считывает данные). Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) «Пирамида 2000» осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующая передачу информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, сервера. В качестве базового прибора СОЕВ используется УСВ-2.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и СБД осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и СБД осуществляется один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и СБД.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-2, установленного в ОПУ ПС Промзона, осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УСВ-2 осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-2 на величину более  $\pm 500$  мс.

Сравнение показаний часов УСПД и счетчиков происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и счетчиков на величину более  $\pm 1$  с.

#### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «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 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
BLD.dll	v 10.05	58a40087ad0713aaa6 668df25428eff7	MD5
cachect.dll		7542c987fb7603c985 3c9all10f6009d	
Re-gEvSet4tm.dll		3f0d215fc617e3d889 8099991c59d967	
cacheS1.dll		b436dfc978711f46db 31bdb33f88e2bb	
cacheS10.dll		6802cbdeda81efea2b 17145ff122ef00	
sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	
sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc 075e73fD1b72118	
comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f94 5abc858f54aaf	
dbd.dll		fe05715defeec25e062 245268ea0916a	
ESClient_ex.dll		27c46d43b1lca3920c f2434381239d5d	
filemap.dll		C8b9bb71f9faf20774 64df5bbd2fc8e	
plogin.dll		40cl0e827a64895c32 7e018dl2f75181	

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.  
Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 23	ТШЛП-10 кл.т. 0,5S 1500/5 Зав. № 00024 Зав. № 00025 Зав. № 00026 Госреестр № 19198-05	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0310 Госреестр № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811080334 Госреестр № 36697-08	СИКОН С70 Зав.№ 05371 Госреестр № 28822-05	Сервер ООО «КЭСМИ»	активная реактивная
2	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 3	ТШЛП-10 кл.т. 0,5S 1500/5 Зав. № 00022 Зав. № 00023 Зав. № 00027 Госреестр № 19198-05	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0246 Госреестр № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811080393 Госреестр № 36697-08			активная реактивная
3	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 45	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 42985 Зав. № 48929 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0310 Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612093231 Госреестр № 36355-07			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 47	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 6928 Зав. № 570 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0310 Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612093211 Госреестр № 36355-07	СИКОН С70 Зав.№ 05371 Госреестр № 28822-05	Сервер ООО «КЗСМИ»	активная реактивная
5	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 14	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2218 Зав. № 20899 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0246 Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612097310 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
6	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 17	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 20552 Зав. № 20433 Госреестр № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0612093099 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
7	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 38	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2453 Зав. № 27277 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0310 Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0612097400 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
8	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 40	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 8915 Зав. № 82206 Госреестр № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0612097324 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
9	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 41	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1605 Зав. № 1647 Госреестр № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0612097449 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
10	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 16	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2085 Зав. № 2213 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0246 Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612093140 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
11	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 46	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 2239 Зав. № 2067 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0310 Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612093163 Госреестр № 36355-07			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 18	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 29195 Зав. № 43079 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 0310 Госреестр № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612097414 Госреестр № 36355-07	СИКОН С70 Зав.№ 05371 Госреестр № 28822-05	Сервер ООО «КЭСМИ»	активная реактивная
13	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 27	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 66918 Зав. № 66796 Госреестр № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612097912 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
14	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 36	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 1574 Зав. № 1750 Госреестр № 2363-68		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612093190 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
15	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 37	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 48845 Зав. № 49428 Госреестр № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612093161 Госреестр № 36355-07			активная реактивная
16	ПС Промзона 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 39	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 14168 Зав. № 3906 Госреестр № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05М кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612097868 Госреестр № 36355-07			активная реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,8	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±5,3	±2,8	±2,0	±2,0
3 – 16 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счет- чик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,2	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,5
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	±5,4	±3,2	±2,2	±2,2
	0,8	±5,4	±2,2	±1,5	±1,5
	0,7	±5,4	±1,7	±1,2	±1,2
	0,5	±5,4	±1,2	±0,9	±0,9
3 – 16 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счет- чик 1,0)	0,9	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,8	-	±5,5	±4,0	±3,7
	0,7	-	±4,8	±3,7	±3,5
	0,5	-	±4,2	±3,5	±3,4

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

- Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
- Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.
- Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
  - сила тока от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК № 1, 2, от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК № 3 – 16;
 температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте 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;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 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 - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол., шт.
Трансформатор тока	ТШЛП-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	26
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	14
УСПД	СИКОН С70	1
Модем	Siemens TC-35i	1
Сервер ООО «КЗСМИ»	HP Proliant ML150	1
GSM-модем	TELEOFIS RX102-R2	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart – UPS 500	1
Методика поверки	МП 1900/550-2014	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.269 ПФ	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 1900/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗСМИ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2014 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2010 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе:

- «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электро-



энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗСМИ». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0028/2014-01.00324-2011 от 04.07.2014 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «КЗСМИ»**

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

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

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

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

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

ООО «Региональная энергосберегающая компания» (ООО «РЭСК»)

Адрес (юридический): 109004, г. Москва, Товарищеский переулок д.27, стр.1

Адрес (почтовый): 600000, г. Владимир, ул. Б. Московская, д.22а

Телефон: (4922) 42-46-09, 33-81-51

Факс: (4922) 42-44-93

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»).

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.