

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (ООО «Русджам»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (ООО «Русджам») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя следующие компоненты: сервер сбора данных (далее – сервер ССД) с программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-2, автоматизированное рабочее место (АРМ), расположенные в помещении серверной ООО «Русджам»; сервер центра сбора и обработки данных (далее – сервер) с программным комплексом (далее – ПК) «Энергосфера», радиосервер точного времени РСТВ-01, расположенные в помещении центра сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) ОАО «Мосэнергосбыт»; каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модем, после чего сигнал передается по каналу сотовой связи стандарта

GSM на входы преобразователя интерфейсов RS232/Ethernet, далее по каналу связи Ethernet поступает на сервер ССД, расположенный в серверной ООО «Русджам».

На сервере ССД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Далее измерительная информация поступает на сервер ЦСОД ОАО «Мосэнергосбыт».

Передача информации от сервера ЦСОД ОАО «Мосэнергосбыт» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена радиосервером точного времени РСТВ-01, принимающим эталонные сигналы частоты и времени, передаваемые радиостанцией РБУ, и устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Часы сервера ЦСОД ОАО «Мосэнергосбыт» синхронизированы с РСТВ-01, коррекция часов сервера осуществляется при расхождении  $\pm 2$  с. Погрешность синхронизации не более  $\pm 0,5$  с. Часы сервера ССД синхронизированы с УСВ-2, коррекция часов сервера осуществляется при расхождении  $\pm 2$  с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC  $\pm 10$  мкс.

Синхронизация часов счетчиков с часами сервера ССД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и часов сервера  $\pm 1$  с, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера ССД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств. Журналы событий сервера ЦСОД ОАО «Мосэнергосбыт» 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 используется ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера», в состав которых входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
Сервер ССД ООО «Русджам»					
ПО «Пирамида 2000»	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065 d63da949114dae4	MD5
	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll		b1959ff70be1eb17c8 3f7b0f6d4a132f	
	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll		d79874d10fc2b156a 0fdc27e1ca480ac	
	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll		52e28d7b608799bb3 ccea41b548d2c83	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll		6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll		48e73a9283d1e6649 4521f63d00b0d9f	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	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		ecf532935ca1a3fd32 15049af1fd979f	
	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll		530d9b0126f7cdc23 ecd814c4eb7ca09	
	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll		1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	
Сервер ЦСОД ОАО «Мосэнергосбыт»					
ПК «Энергосфера»	Оперативный контроль данных	AlarmSvc.exe	6.5	8CBDA1D69154D0 E0E8E560E5E956C B9C	MD5
	Анализатор 485	Spy485.exe		CA4324C24F2C212 D4F81171F5F437B1 9	
	АРМ Энергосфера	ControlAge.exe		C289D8709BD193A A45254CBB46017F D0	
	Архив	Archive.exe		8DD7DF147901B81 391FB5EF16767A2 EF	
	Импорт из Excel	Dts.exe		F16E7F7DDBFBB7 18FC932AAF54C60 F4D	
	Инсталлятор	Install.exe		6587C6B1C570C2B D1366BBFE60B23 D98	
	Консоль администратора	Adcenter.exe		5F9E099D15DFD8 AFFFD3284CEC513 914	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПК «Энергосфера»	Локальный АРМ	ControlAge.exe	6.5	C289D8709BD193A A45254CBB46017F D0	MD5
	Менеджер программ	SmartRun.exe		F73916AF2BE4E52 6613EFAF4DC8F9 D93	
	Редактор расчетных схем	AdmTool.exe		BA2923515A44B43 A6669A4321B7C1D CC	
	Ручной ввод данных	HandInput.exe		20712A0E4AD6E4C B914C98AEE38C9 DE8	
	Сервер опроса	PSO.exe		C0B074D1B6F20F0 28C8816D9748F821 1	
	Тоннелепрокладчик	TunnelEcom.exe		3027CF475F05007F F43C79C053805399	
	Центр импорта/экспорта	expimp.exe		74E422896723B317 23AADEA7EEFD98 6F	
	Электроколлектор	ECollect.exe		489554F96E8E1FA2 FB30FECB4CA018 59	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «Мосэнергосбыт» (ООО «Руджам») и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Номер точки изме- рений на од- ноли- нейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характеристики ИК		
			ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВК		Ос- новная по- греш- ность, %	По- грешнос- ть в рабо- чих услови- ях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	9	
1	5	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 12, Ввод 1 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Зав. № 11331 Зав. № 6193	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 6197	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808140410	HP ProLi- ant ML310e Gen8 Зав. № CZ142302 E3	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3	
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,7	
2	6	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 10, Ввод 2 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 7632 Зав. № 7627		СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808140590			Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
								Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
3	7	РП-6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 098511 Зав. № 098513 Зав. № 098551	–	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0622120724			Ак- тивная	± 1,0	± 3,2
								Реак- тивная	± 2,1	± 5,6
4	8	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 5, Ввод 3 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 5765 Зав. № 7184	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 6269	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808140653	HP ProLi- ant DL380 G5 Зав. № CZC8434 BCJ	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3	
								Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
5	9	РП-6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 098553 Зав. № 098556 Зав. № 098509	–	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0622120929		Ак- тивная	± 1,0	± 3,2	
							Реак- тивная	± 2,1	± 5,6	
6	10	РП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 11, Ввод 4 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 7349 Зав. № 7361	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 6269	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810136271		Ак- тивная	± 1,3	± 3,3	
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,7	

#### Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9_{\text{инд}}$ ; ча-  
стота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды:  $(23 \pm 2)$  °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,05 - 1,2)I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,5 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{Н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,5 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

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

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 %  $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСВ-2 и РСТВ-01 на одноступенчатые утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

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

- радиосервер точного времени РСТВ-01 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 55\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа;

- сервер ССД – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 256\,554$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер – 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 «Мосэнергосбыт» (ООО «Русджам») 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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	8
Трансформаторы тока	Т-0,66	22656-07	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-09	1
Сервер с программным обеспечением	«Пирамида 2000»	—	1
Сервер с программным комплексом	«Энергосфера»	—	1
Автоматизированное рабочее место	—	—	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 58790-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (ООО «Руджам»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки. ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- радиосервера РСТВ-01 – в соответствии с документом «Радиосервер точного времени РСТВ-01. Руководство по эксплуатации» ПЮЯИ.468212.039РЭ, раздел 5 «Методика поверки», утвержденным ФГЦП «ВНИИФТРИ» 22.01.09 г.;
- 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;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Мосэнергосбыт» (ООО «Русджам»)», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (ООО «Русджам»)**

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.

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

- при осуществлении торговли.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»  
(ООО «Техносоюз»)

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9  
Тел.: (495) 640-96-09

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»  
(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.