

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1159 от 22.08.2016 г.)

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГИПЕРГЛОБУС» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование. Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ООО «ГИПЕРГЛОБУС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер архивов и сервер баз данных на базе HP ProLiant DL380 G5 (заводские номера CZJ804A3XH и CZJ839A2YR), систему обеспечения единого времени, автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК), каналообразующую аппаратуру, средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где производится сбор и хранение результатов измерений.

Сервер автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по беспроводным линиям связи.

На верхнем - втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС». Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP- серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP - серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP -серверов первого уровня относительно шкалы времени UTS (SU) не более  $\pm 10$  мс. Сличение часов NTP- сервера осуществляется с часами сервера ИВК АИИС КУЭ. Контроль показаний часов серверов осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. От сервера ИВК АИИС КУЭ корректируются внутренние часы счетчиков.

Шкалы времени счетчиков синхронизируются от шкалы времени ИВК с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция шкал времени счетчиков проводится при расхождении шкалы времени счетчиков и ИВК более чем на  $\pm 2$  с.

Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по беспроводным каналам связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей  $\pm 1,5$  с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту - ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «Энергосфера».

Идентификационные данные ПО АИИС КУЭ «Энергосфера», установленного в ИВК указаны в таблице 1.1 - 1.3.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	Модуль сбора данных — Сервер опроса
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1	7.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	894A4987251535BF7667 64E43D39456B	AAE25EFAD36E3A1441 7B25818B6676C7
Другие идентификационные данные, если имеются	PSO.exe	Adcenter.exe

Таблица 1.2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Модуль расчетных схем AdmTool	Модуль редактор APMов CtrlAge
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1	7.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	AD4DAF8F4E47365550203 39551D6F6D9	6B810E5B971BB74DD C72FEC5C476AA31
Другие идентификационные данные, если имеются	AdmTool.exe	ControlAge.exe

Таблица 1.3 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Модуль оперативного контроля E_ALR	Модуль экспорта-импорта E_DIE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1	7.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	9098DA3082DA1E52DC09 A7A130D23478	9098DA3082DA1E52D C09A7A130D23478
Другие идентификационные данные, если имеются	AlarmSvc.exe	Explmp.exe

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

ПО ИВК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Компонентный состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные характеристики приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	Сервер
1	2	3	4	5	6
1	РП 10 кВ "Питомник", РУ-10 кВ, I СШ 10 кВ, яч.№13	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 Госреестр № 1261-08	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Госреестр № 3344-08	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 23345-07	HP ProLiant DL380 G5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	РП 10 кВ "Питомник", РУ-10 кВ, II СШ 10 кВ, яч.№14	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Госреестр № 1261-08	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Госреестр № 3344-08	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 23345-07	HP ProLiant DL380 G5
3	ПС 110/10/10 кВ №433 "Стечкин", РУ-10 кВ, IV СШ 10 кВ, яч.№22	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	
4	ПС 110/10/10 кВ №433 "Стечкин", РУ-10 кВ, III СШ 10 кВ, яч.№25	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	
5	БКТП 10/0.4 кВ ООО "ГИПЕРГЛОБУС", РУ-10 кВ, I СШ 10 кВ, яч.№4	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 75/5 Госреестр № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 35955-07	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 23345-07	
6	БКТП 10/0.4 кВ ООО "ГИПЕРГЛОБУС", РУ-10 кВ, II СШ 10 кВ, яч.№9	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 75/5 Госреестр № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 35955-07	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 23345-07	
7	ТП-1042 10/0.4 кВ, РУ-0.4 кВ, I СШ 0.4 кВ, яч. Ввод 1	ТШЛ-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 4000/5 Госреестр № 3422-06	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 23345-07	
8	ТП-1042 10/0.4 кВ, РУ-0.4 кВ, II СШ 0.4 кВ, яч. Ввод 2	ТШЛ-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 4000/5 Госреестр № 3422-06	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 23345-07	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{I(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 5, 6 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
7, 8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±5,6	±3,0	±2,3
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{I(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{I(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 5, 6 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±9,0	±3,8	±2,7	±2,6
	0,7	±7,7	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±6,5	±2,9	±2,2	±2,1
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,1	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±5,8	±2,7	±2,0	±2,0
	0,7	±4,8	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±3,9	±1,9	±1,4	±1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7, 8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	±7,0	±3,7	±2,8
	0,8	-	±5,1	±2,9	±2,3
	0,7	-	±4,3	±2,5	±2,2
	0,5	-	±3,5	±2,2	±2,0

Примечания:

1 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  $I_2\%$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3 В качестве характеристики погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК в предусмотренных рабочих условиях и при доверительной вероятности, равной 0,95;

4 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 15 до 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
- сила тока от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 2, 7, 8 и от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 1, 3 - 6.

температура окружающей среды:

- для счетчиков от минус 40 до плюс 55 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

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

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

8 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 - активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- для счетчиков электрической энергии трехфазных статических Меркурий 230 (Госреестр № 23345-07) - среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;
- для счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- для сервера ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков электрической энергии  $T_v \leq 24$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты;

в журналах событий счетчиков и ИВК фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

- Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- ИВК.

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на ИВК;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электрической энергии трехфазные статические Меркурий 230 (Госреестр № 23345-07) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - составляет 85 суток; сохранность данных при отключении питания - не менее 30 лет;

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - составляет 113,7 суток; сохранность данных при отключении питания - не менее 40 лет;

- ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
1. Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
2. Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
3. Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	6
4. Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
5. Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
6. Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЦ-10	6
7. Счетчик электрической энергии статический	Меркурий 230	6
8. Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2
9. ПО (комплект)	ПО «Энергосфера»	1
10. Сервер ИВК	HP ProLiant DL380 G5	1
11. Паспорт - формуляр	09176226.422231.102.ПС	1

### Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки». Идентификационные данные программного обеспечения сервера ИВК указаны в Паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счётчиков электрической энергии статических Меркурий 230 - по документу АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 230». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», согласованному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;

- для счётчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) - по документу «Методика поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, утверждённому ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 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;

- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком - по МИ 3000-2006.

- 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 системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГИПЕРГЛОБУС». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 1913/500-01.00229-2016 от 18.02.2016 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГИПЕРГЛОБУС»**

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

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

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

**Изготовитель**

ООО «Агентство энергетических решений»

ИНН 7722771911

Юридический адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: (499) 681-15-52

**Испытательный центр**

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

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.