

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» в части расширения (энергоблок № 9)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» в части расширения (энергоблок № 9) (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, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 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 таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3 -й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (Зав. № 2921), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные фазные 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 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной

информации, ее накопление и передача накопленных данных в ИВК «ИКМ-Пирамида» по основному (коммутируемому) и резервному (сотовому каналу стандарта GSM) каналам связи, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

В ИВК «ИКМ-Пирамида» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и 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, состояний 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 уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, подключенного к ИВК «ИКМ-Пирамида». УСВ-2 синхронизирует собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,35 с. ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-2. Сличение часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется не реже, чем 1 раз в 1 час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого ИВК «ИКМ-Пирамида» (системное время) в сутки составляет не более  $\pm 3$  с.

Каждый сеанс связи ИВК «ИКМ-Пирамида» с УСПД осуществляется сравнение и синхронизация системного времени. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет  $\pm 1$  с/сутки. Коррекция часов УСПД осуществляется независимо от наличия расхождений.

Сличение часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчика осуществляется при обнаружении расхождения более  $\pm 3$  с, но не чаще одного раза в сутки.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно, время задержки составляет меньше 0,2 с.

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

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
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 вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePyramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2 884f5b356a1d1e75	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».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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 счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, 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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВКЭ	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЧГРЭС, гл. корпус, Г-9	ТШЛ-20 Кл.т. 0,2S 12000/5 Зав. № 97 Зав. № 98 Зав. № 99	ЗНОЛ.06-15 Кл.т. 0,2 15750:√3/100:√3 Зав. № 5740 Зав. № 6211 Зав. № 6308	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130105	СИКОН С70 Зав. № 07017	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 481	активная
2	ЧГРЭС, гл. корпус, ТСН-8	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 3000/5 Зав. № 3/10/3877 Зав. № 3/10/3879 Зав. № 3/10/3880	ЗНОЛ.06-15 Кл.т. 0,2 15750:√3/100:√3 Зав. № 6210 Зав. № 6310 Зав. № 6533	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130112			реактивная
3	ЧГРЭС, гл. корпус, ТСН-9	JR 0,5 Кл.т. 0,2S 3000/5 Зав. № 3/10/3878 Зав. № 3/10/3881 Зав. № 3/10/3882	ЗНОЛ.06-15 Кл.т. 0,2 15750:√3/100:√3 Зав. № 5740 Зав. № 6211 Зав. № 6308	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130155			реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ЧГРЭС, КРУЭ-220 кВ, яч. 2	СТІG 110 Кл.т. 0,2S 1000/1 Зав. № СК050404 Зав. № СК050405 Зав. № СК050406	VGX1 Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № D701195A Зав. № D701196A Зав. № D701197A  VGX1 Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № D701198A Зав. № D701199A Зав. № D701200A	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130879	СИКОH С70 Зав. № 07018	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 481	активная  реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ( $\pm \delta$ ), %			Погрешность в рабочих условиях, ( $\pm \delta$ ), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1 – 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	0,9	1,2
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	0,9	1,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	0,7	0,8	1,3	1,0	1,0	1,4
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	1,2	1,3	2,1	1,4	1,5	2,2

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ( $\pm \delta$ ), %			Погрешность в рабочих условиях, ( $\pm \delta$ ), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1 – 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,0	0,9	1,8	1,7	1,6
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,0	0,9	1,8	1,7	1,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,6	1,4	1,0	2,1	1,9	1,6
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	2,6	2,0	1,6	2,9	2,4	2,0

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) Уном; диапазон силы тока (0,01 – 1,2) Iном; частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности  $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды:
    - ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;
    - счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
    - УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
    - ИВК от плюс 10 °С до плюс 25 °С;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- 4 Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
    - температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.
  - для счетчиков электроэнергии:
    - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
    - температура окружающего воздуха: от минус 40 °С до плюс 60 °С;
    - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 °С до плюс 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- контроллер СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  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  $t_v = 2$  ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  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;
  - ИВК «ИКМ-Пирамида»;
  - УСПД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - ИВК «ИКМ-Пирамида»;
  - УСПД.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - график средних мощностей по каждому каналу - 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована)

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» в части расширения (энергоблок № 9) типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	47957-11	3
Трансформаторы тока встроенные	JR 0,5	35406-12	6
Трансформаторы тока	СТIG 110	43485-09	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	46738-11	6
Трансформаторы напряжения	VGX1	43486-09	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Комплексы информационно-вычислительные	«ИКМ-Пирамида»	45270-10	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 58490-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» в части расширения (энергоблок № 9). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 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 СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- контроллеров СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ.237.00.001И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 году;
- 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 °С 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 количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии Филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» в части расширения (энергоблок № 9) для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ Филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» в части расширения (энергоблок № 9))», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» в части расширения (энергоблок № 9)**

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**

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

**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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2014 г.