

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ФАНКОМ-ВС»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ФАНКОМ-ВС» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ «ФАНКОМ-ВС» представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.12, класса точности 0,5S/1,0 по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, состоящий из центра сбора и обработки информации (ЦСОИ) на основе специализированного программного обеспечения «АльфаЦЕНТР», а также включающий в себя линии связи, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ (зав. № 001363) и автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ)

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии посредством линий связи RS – 485 и через GSM модемы поступает по запросу ИВК на сервер БД, где происходит обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача результатов измерений в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая создана на основе устройства синхронизации системного времени, в состав которого входит приемник

сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Каждую секунду передаются данные о точном времени от внутренних часов УССВ на сервер.

Коррекция показаний часов счетчиков с часами сервера происходит один раз в сутки при расхождении с часами счетчиков более чем на  $\pm 3$  с. УССВ осуществляет коррекцию внутренних часов сервера БД независимо от наличия рассинхронизации не реже чем 1 раз в 60 минут.

Погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии 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

Уровень ИВК содержит программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.07.03	559f01748d4be825c8cda4c32dc26c56	MD5
драйвер ручного опроса счетчиков	Amrc.exe		a75ff376847d22ae4552d2ec28094f36	
драйвер автоматического опроса счетчиков	Amra.exe		9cf3f689c94a65daad982ea4622a3b96	
драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0630461101a0d2c1f5005c116f6de042	MD5
Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – средний, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав 1-го уровня					К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер	Основная Погрешность ИК, ± %				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
1	2		3	4			5	6	7		8
1	ПС «ВСФК» 110/35/6 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 10	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	21079	18000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,0  2,1	5,6  4,1
				B	ТПОЛ-10	18419					
				C	ТПОЛ-10	21078					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 159-49	A	НОМ-6	4786					
				B	-	-					
				C	НОМ-6	5538					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>Сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0611128863					
2	ПС «ВСФК» 110/35/6 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 26	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	15425	18000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,0  2,1	5,6  4,1
				B	ТПОЛ-10	15404					
				C	ТПОЛ-10	15428					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 159-49	A	НОМ-6	4869					
				B	-	-					
				C	НОМ-6	2841					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>Сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0611128926					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3	ТП - 24 «Водозабор», 6/0,4/кВ, ввод 0,4 кВ, Т - 1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 41260-09	A	ТТН-Ш	1301-023241	60	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	1,0 2,1	6,2 5,1
				B	ТТН-Ш	1301-023248					
				C	ТТН-Ш	1301-021798					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0611129356							
4	ТП - 24 «Водозабор», 6/0,4/кВ, ввод 0,4 кВ, Т - 2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 41260-09	A	ТТН-Ш	1301-023242	60	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	1,0 2,1	6,2 5,1
				B	ТТН-Ш	1301-023251					
				C	ТТН-Ш	1102-015781					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.16		0611127101							
5	ПС «ВСФК» 110/35/6 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	47145	2400	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	1,0 2,1	5,6 4,1
				B	-	-					
				C	ТПЛМ-10	47162					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 159-49	A	НОМ-6	4786					
				B	-	-					
				C	НОМ-6	5538					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0611129003							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ПС «ВСФК» 110/35/6 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	8369	1200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	1,0	5,6
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10	9946					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 159-49	A	НОМ-6	4786					
				B	-	-					
				C	НОМ-6	5538					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0611129432		Реактивная	2,1	4,1			
7	ПС «ВСФК» 110/35/6 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	77073	1200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	1,0	5,6
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10	32359					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 159-49	A	НОМ-6	4786					
				B	-	-					
				C	НОМ-6	5538					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0611129534		Реактивная	2,1	4,1			
8	ПС «ВСФК» 110/35/6 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 23	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	2529	1200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	1,0	5,6
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10	32661					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 159-49	A	НОМ-6	4869					
				B	-	-					
				C	НОМ-6	2841					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0611129502		Реактивная	2,1	4,1			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
9	ПС «ВСФК» 110/35/6 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 28	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	51364	2400	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная  Реактивная	1,0  2,1	5,6  4,1
				B	-	-					
				C	ТПЛМ-10	52070					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 159-49	A	НОМ-6	4869					
				B	-	-					
				C	НОМ-6	2841					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12		0611129516					

В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ), токе ТТ, равном 5 % от  $I_{н\text{ом}}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 3,4 от минус 30 °С до 40 °С, для ИК № 1, 2, 5 – 9 от 5 °С до 35 °С

1. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,98 - 1,02)U_{н}$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 - 1,2)I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) –  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков:  $(23\pm 2)$  °С ;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

2. 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  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 35 °С;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 60 °С;
- относительная влажность воздуха -  $(40-60)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст. ( $(100\pm 4)$  кПа)

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

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее 140 000 ч., время восстановления работоспособности 2 ч.;
- компоненты ИВК - коэффициент готовности – не менее 0,99, среднее время восстановления - не более 1 часа
- компоненты СОЕВ – УССВ – время наработки на отказ не менее 35000 ч., среднее время восстановления – не более 2 часов

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;

- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтпригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывов электропитания;
  - программных и аппаратных перезапусков;
  - установка и корректировка времени;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
  - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
  - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
  - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
  - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
  - испытательная коробка (специализированный клеммник);
  - крышки клеммных отсеков счетчиков;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер БД ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ФАНКОМ-ВС» типографским способом.



## Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ «ФАНКОМ-ВС» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ «ФАНКОМ-ВС»

Наименование	Количество
1	2
Трансформаторы тока проходные, одновитковые с литой изоляцией ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока измерительные ТТН-Ш	6 шт.
Трансформаторы тока ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией ТПЛ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения НОМ-6	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М	9 шт.
Устройство синхронизации системного времени УССВ	1 шт.
Формуляр 02.2014.ФАНКОМ_ВС-АУ.ФО-ПС	1 экземпляр.
Технорабочий проект 02.2014.ФАНКОМ_ВС-АУ.ПЗ	1 экземпляр

## Поверка

осуществляется по документу МП 58220-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ФАНКОМ-ВС». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М.12 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «ФАНКОМ-ВС». Технорабочий проект 02.2014.ФАНКОМ\_ВС-АУ.ПЗ».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ФАНКОМ-ВС»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. 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**

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер»  
(ООО «ПКФ «Тенинтер»)  
Юридический адрес: 109428, г. Москва, Рязанский проспект, д. 10, стр 2  
Почтовый адрес: 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 2

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Юридический адрес:  
119361, г. Москва  
ул. Озерная, д. 46  
тел./факс: 8(495) 437-55-77  
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.