



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 50200

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО "ФСК ЕЭС" -
МЭС Востока ПС 220 кВ "Волна"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0211-12

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Телекор ДВ"
(ООО "Телекор ДВ"), г. Хабаровск**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53017-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 53017-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **15 марта 2013 г. № 245**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 009069

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна» предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2, 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325L-E2-512-M2-B2 (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. №004472) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительный канал (далее – ИК) состоит 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.

Каждые 30 минут УСПД RTU-325L производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), установленный в ЦСиОД (Центр сбора и об-

работки данных) МЭС Востока, с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы сервера синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение превышающее ± 2 с (программируемый параметр). Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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 программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

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
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	11.07.01.01	745dc940a67cfcb 3a1b6f5e4b17ab4 36	MD5
	драйвер автомати- ческого опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		ed44f810b77a6 782abdaa6789b 8c90b9	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0ad7e99fa2672 4e65102e21575 0c655a	
	Библиотека шиф- рования пароля счетчиков А1800	encryptdll.dll		0939ce05295fb cbbba400eeae8 d0572c	
	библиотека сооб- щений планиров- щика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34 444170eee9317 d635cd	

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня АИИС КУЭ			Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер				Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$) %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Волна	ТТ КТ = 0,2S Ктт = 1000/5 Госреестр № 40087-08	A	AGU-245	401603	440000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 2,0	
			B	AGU-245	401604						
			C	AGU-245	401605						
			A	AGU-245	401600						
			B	AGU-245	401601						
			C	AGU-245	401602						
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Госреестр № 37847-08	A	VCU-245						774942
				B	VCU-245						774943
				C	VCU-245						774944
				A	VCU-245						774945
				B	VCU-245						774946
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4							01223214

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	КЛ 6 кВ Ф-27	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 300/5 Госреестр № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	19184-09	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	19196-09					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	19133-09					
		ТН	КТ = 0,5 Ктн 6000/100 Госреестр № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-6-1	00428-09					
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01156074							
3	КЛ 6кВ Ф-40	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 600/5 Госреестр № 47958-11	A	ТЛ-10М	21	7200	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТЛ-10М	17					
				C	ТЛ-10М	22					
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000/100 Госреестр № 2611-70	A	НТМИ-6-66 У3	5345					
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01155896							
4	КЛ 6кВ Ф-51	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 600/5 Госреестр № 47958-11	A	ТЛ-10М	20	7200	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТЛ-10М	18					
				C	ТЛ-10М	19					
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000/100 Госреестр № 2611-70	A	НТМИ-6-66 У3	5257					
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01155879							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4	5	6	7	8	9	10
5	КЛ 6кВ Ф-78	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 800/5 Госреестр № 47958-11	A	ТЛ-10М	49	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТЛ-10М	47				
				C	ТЛ-10М	45				
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000/100 Госреестр № 2611-70	A	НТМИ-6-66 У3	5267				
				B						
				C						
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4	01195330							
6	КЛ 6кВ Ф-79	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 800/5 Госреестр № 47958-11	A	ТЛ-10М	48	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТЛ-10М	46				
				C	ТЛ-10М	70				
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000/100 Госреестр № 2611-70	A	НТМИ-6-66 У3	5615				
				B						
				C						
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4	01210430							

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе 10 приведены пределы погрешности ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °С до 30 °С ;

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_n$; 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 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С ;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. $((100\pm 4)$ кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_{н1}$; 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 40°С ;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 15°С до 30°С;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10°С до 30°С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна» как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

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

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

- журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени;

- журнал УСПД:

- параметрирование;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и сервере;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

- выключение и включение сервера;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счетчике;

- пароль на УСПД;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;

- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;

- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и 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) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна» представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна»

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
Трансформаторы тока АГУ-245	6
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока ТЛ-10М	12
Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66 УЗ	2
Трансформаторы напряжения емкостные VCU-245	6
Трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-6-1	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	6
Устройства сбора и передачи данных серии RTU-325L	1
УССВ	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 53017-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в январе 2013 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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 Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- для УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005.МП», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2008 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 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 и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна». Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 220 кВ «Волна»

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- 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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)
Юридический адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д.60а, оф.1.
тел./факс: 8 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.