

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», объекты Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1 (актуализация 2014/3)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», объекты Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1 (актуализация 2014/3) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения 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), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, 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 таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С50 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-1.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) EMCOS Corporate.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TSP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более ± 1 с. Устройства синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков 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. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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 ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», объекты Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1 (актуализация 2014/3) используется ПО EMCOS Corporate версии не ниже 3.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО EMCOS Corporate обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО EMCOS Corporate.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Модуль	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «EMCOS Corporate»	модуль обеспечения работоспособности всех модулей системы	STControl App. exe	2.1	53C59D78962E4D80C7ED A2C828AE498C	MD5
	модуль, распределяющий ответы драйвера	STDistributor. exe		824693630D5F29003B6CB C52120E0FA3	
	модуль связи с приборами учета	STLink.exe		98902BD372A6E5F99AD3 07CB88D48F08	
	модуль, организующий сбор данных.	STLine.exe		F5204FC38C929264A62E5 A614B08FA7A	
	модуль для импорта данных	STImport_21. exe		3860725199947853843DE7 5A7266F95A	
	модуль подключения к БД	STDataSnapServer.exe		2104BFBA5552413CF4087 372C86F367E	
	модуль записи данных в базу данных ORACLE	STStore.exe		AA5E48EE6564C2A6CE35 46E07FF2663C	
	модуль оповещения других модулей о событиях	STAlert.exe		A4768E3BF198E5C0CFEF 01C91ACE0596	

Окончание таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Модуль	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «EM-COS Corporate»	модуль обслуживания запросов web-клиентов в входе	STGate.exe	2.1	88F279A034E701E069EBB7D2545BE30E	MD5
	модуль, распределяющий ответы драйвера	STDistributor.exe		824693630D5F29003B6CB C52120E0FA3	

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 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 таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Райчихинская ГРЭС								
1	Райчихинская ГРЭС, НСС 6, РУ-0,4 кВ, яч.2	Т-0,66М Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 124549; Зав. № 126552; Зав. № 126553	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108070906	СИКОН С50 Зав. № 11.158	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±6,1
Благовещенская ТЭЦ								
2	ТП 10/0,4 Береговая насосная Благовещенской ТЭЦ, резервный ввод, РУСН-0,4кВ, I секц.	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 1014556; Зав. № 1014119; Зав. № 1014560	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108070328	СИКОН С50 Зав. № 01.236	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±6,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Хабаровская ТЭЦ-1								
3	Хабаровская ТЭЦ-1. Фидер 6кВ №26	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 53865; Зав. № 53889; Зав. № 53891	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2702; Зав. № 2701	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803131281	СИКОН С50 Зав. № 08.140	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
4	Хабаровская ТЭЦ-1. КЛ-35кВ «Хабаровская ТЭЦ-1 - Индуст- риальная» №1	ТПЛ-35-3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 132; Зав. № 133; Зав. № 134	ЗНОЛ-35Ш Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 120; Зав. № 6045; Зав. № 6109; Зав. № 201; Зав. № 198; Зав. № 196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807130469	СИКОН С50 Зав. № 08.140	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
5	Хабаровская ТЭЦ-1. КЛ-35кВ «Хабаровская ТЭЦ-1 - Индуст- риальная» №2	ТПЛ-35-3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 135; Зав. № 136; Зав. № 137	ЗНОЛ-35Ш Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 120; Зав. № 6045; Зав. № 6109; Зав. № 201; Зав. № 198; Зав. № 196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807130476	СИКОН С50 Зав. № 08.140	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Хабаровская ТЭЦ-1. Фидер 6кВ №7	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 53868; Зав. № 53866; Зав. № 53863	НАМИ-10-95 УХЛ-2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2703; Зав. № 2701	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0109054239	СИКОН С50 Зав. № 08.140	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,4
7	Хабаровская ТЭЦ-1. Фидер 6кВ №4	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 53867; Зав. № 53864; Зав. № 53890	НАМИ-10-95 УХЛ-2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2703; Зав. № 2701	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804130692	СИКОН С50 Зав. № 08.140	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

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: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- 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 - (0,02 – 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 40 °С до плюс 70 °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;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.09 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.01 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

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

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, 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 на ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» филиал «ЛуТЭК» Приморская ГРЭС порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03.09 (Госреестр 27524-04) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.01 (Госреестр 36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03.01 (Госреестр 27524-04) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С50 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ 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;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- 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 не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - 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 «Дальневосточная генерирующая компания», объекты Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1 (актуализация 2014/3) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	Т-0,66М	36382-07	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	47512-11	3
Трансформатор тока опорные	ТОЛ	47959-11	9
Трансформатор тока проходные	ТПЛ	47958-11	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	20186-05	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш	21257-06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	27524-04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С50	28523-05	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	3
Программное обеспечение	EMCOS Corporate	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59979-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», объекты Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1 (актуализация 2014/3). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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.03 (Госреестр № 27524-04) – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 (Госреестр № 36697-12) – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- УСПД СИКОН С50 – по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», объекты Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ, Хабаровская ТЭЦ-1 (актуализация 2014/3), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

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

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис» (ЗАО «Росэнергосервис»)
Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9
Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9
Тел.: (4922) 44-87-06
Факс: (4922) 33-44-86

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго» (ООО «Тест-Энерго»)
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35
Тел.: (499) 755-63-32
Факс: (499) 755-63-32
E-mail: info@t-energo.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, 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

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.