

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

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 – включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и 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 по ТУ 4228-011-29056091-11 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД RTU-325T, Госреестр № 44626-10, зав. № 005422), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее БД), 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 уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициента трансформации ТТ, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Данные из УСПД

RTU-325T поступают на уровень ИВК АИИС КУЭ в ЦСОД исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», г. Москва для последующего хранения и передачи.

Далее, данные с уровня АИИС КУЭ в ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» по цифровым каналам связи (на участке «подстанция – ИА ПАО «ФСК ЕЭС» каналы связи организованы посредством малых земных станций спутниковой связи (МЗССС) и на участке «ИА ПАО «ФСК ЕЭС» - ИВК МЭС Востока» - с использованием единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ)) поступают в базу данных сервера уровня ИВК МЭС Востока, где происходит хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации смежным субъектам и иным заинтересованным организациям путем формирования файлов формата XML80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию часов компонентов АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени серии Метроника МС-225 шкаф УССВ, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS), преобразователь интерфейса RS-232/485, термостат, нагреватель и источник питания. Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ 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

Специализированное программное обеспечение АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) - далее СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), имеет структуру автономного программного обеспечения. ПО обладает идентификационными признаками, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма по md5 метрологически значимых файлов)	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

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 – высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					К _{тг} · К _{тн} · К _{сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики								
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер	УСПД				Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %							
										cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87							
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11						
1	ВЛ 220 кВ Лозовая - Козьмино - 1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =500/1 № 37848-08	A	AGU-245	11700321	RTU-325T, зав. № 005422, Госреестр № 44626-10	110000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9						
				B	AGU-245	11700317												
				C	AGU-245	11700320												
		ТН 1 с.ш.	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000:ÖB/100:ÖB № 15853-06	A	CPB 245	8795619												
				B	CPB 245	8795618												
				C	CPB 245	8795617												
		ТН 2 с. ш.	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000:ÖB/100:ÖB № 15853-06	A	CPB 245	8795616												
				B	CPB 245	8795615												
				C	CPB 245	8795614												
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		01260426												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11								
2	ВЛ 220 кВ Лозовая - Козьмино - 2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/1 № 37848-08	A	AGU-245	11700318	RTU-325Г, зав. № 005422, Госреестр № 44626-10	1100000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9								
				B	AGU-245	11700319														
				C	AGU-245	11700316														
		ТН 2 с. ш.	КТ=0,2 КТН=220000:ÖВ/100:ÖВ № 15853-06	A	CPB 245	8795616														
				B	CPB 245	8795615														
				C	CPB 245	8795614														
		ТН 1 с. ш.	КТ=0,2 КТН=220000:ÖВ/100:ÖВ № 15853-06	A	CPB 245	8795619														
				B	CPB 245	8795618														
				C	CPB 245	8795617														
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		01260427														
		3	ВЛ 35 кВ Екатериновка - Лозовая	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/1 № 28402-09	A							GI-36	11/307658 65	RTU-325Г, зав. № 005422, Госреестр № 44626-10	140000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
						B							GI-36	11/307658 66						
C	GI-36					11/307658 64														
ТН 1 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08			A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00113-11														
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00114-11														
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00121-11														
ТН 2 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08			A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00119-11														
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00117-11														
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00116-11														
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11			A1802RAL-P4GB-DW-4		01225261														

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
4	ВЛ 35 кВ Бархагная - Лозовая	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/1 № 28402-09	A	GI-36	11/30765869	RTU-325T, зав. № 005422, Госреестр № 44626-10	140000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	GI-36	11/30765867						
				C	GI-36	11/30765868						
		ТН 2 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00119-11						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00117-11						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00116-11						
		ТН 1 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00113-11						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00114-11						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00121-11						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		01225265						
5	ТСН-3 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/1 № 28402-09	A	GI-36	11/30765881	52500	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7	
				B	GI-36	11/30765880						
				C	GI-36	11/30765879						
		ТН 1 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00113-11						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00114-11						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00121-11						
		ТН 2 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00119-11						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00117-11						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00116-11						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		01225253						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
6	ТСН-6 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	GI-36	11/30765876	RTU-325Т, зав. № 005422, Госреестр № 44626-10	52500	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
			КТТ=150/1	B	GI-36	11/30765878						
			№ 28402-09	C	GI-36	11/30765877						
		ТН 2 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00119-11						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00117-11						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00116-11						
		ТН 1 с. ш.	КТ=0,5 КТН=35000:ÖВ/100:ÖВ № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00113-11						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00114-11						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00121-11						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		01225260						

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01) U_n ; ток (от 1,0 до 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,8$ инд.;
 - температура окружающей среды: $(23 \pm 2) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (от 0,01(0,05) до 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус $45 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха 98 % при $25 ^\circ\text{C}$;
- атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (от 0,01(0,05) до 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $65 ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при $25 ^\circ\text{C}$;
- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от $18 ^\circ\text{C}$ до $25 ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 75 %;
- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от 0,05 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2% $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $10 ^\circ\text{C}$ до $35 ^\circ\text{C}$.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

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;
- 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 55 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.
- 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;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 45 суток;
- ИВКЭ - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 45 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая» 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 (обозначение) изделия	Кол-во (шт)
Трансформаторы тока AGU-245	6
Трансформаторы тока GI-36	12
Трансформаторы напряжения CPB 245	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-35	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	6
Устройство сбора и передачи данных RTU-325T	1
Методика поверки	1
Паспорт – Формуляр ТЕ.411711.610.ФО	1
Технорабочий проект ТДВ.411711.035.ТП изм.2	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63652-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2016 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 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005. «ГСИ. 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. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- для УСПД RTU-325T – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки ДЯИМ.466215.005МП», утвержденному 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе ТДВ.411711.035.ТП изм.2 «Реконструкция ПС 500 кВ Лозовая. Модернизация автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая». Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Лозовая на две линейные ячейки выключателей. Технорабочий проект».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая»

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»
(ООО «Телекор ДВ»)
ИНН 2722065434
Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д.60а, оф. 1
Тел./факс: +7 (4212) 75-87-75
E-mail: telecor-dv@mail.ru; www: <http://telecor-dv.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)
Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский проезд, д.7, стр. 9
Почтовый адрес: 121421, г. Москва, ул. Рябиновая д.26, стр. 2
Тел./факс: +7 (495) 795-09-30
ИНН 7705803916
E-mail: info@telecor.ru; www: <http://www.telecor.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.

« ____ » _____ 2016 г.