

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), 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.

Измерительные каналы (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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на выход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в АО «ДГК» г. Хабаровска.

Дальнейшая передача информации в ИАСУ КУ АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов

формата 80020 и других в соответствии с приложением 11.1.1 «ФОРМАТ И РЕГЛАМЕНТ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ, СОСТОЯНИЙ СРЕДСТВ И ОБЪЕКТОВ ИЗМЕРЕНИЙ В АО «АТС», АО «СО ЕЭС» И СМЕЖНЫМ СУБЪЕКТАМ» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени по сигналам единого календарного времени, которые передаются со спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов единого календарного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более ± 1 мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем ± 2 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и контроллера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ТЕЛЕСКОП+, с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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 ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	ИВКЭ	Метрологические характеристики						
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №)	Обозначение, тип		Заводской номер	Вид энергии			Основная погрешность ИК (±δ), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %					
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10					
1	Турбогенератор ТГ-1	ТТ	К _Т = 0,2S		A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	311	315000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150246 Рег. № 53992-13	Активная	0,8	2,5			
			К _{ТТ} = 10000/5		B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	313								
			№ 21255-08		C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	316								
		ТН	К _Т = 0,2		A	ЗНОЛ.06-15 У3	5738						Реактивная	1,4	3,7
			К _{ТН} = 15750:√3/100:√3		B	ЗНОЛ.06-15 У3	8077								
			№ 46738-11		C	ЗНОЛ.06-15 У3	6753								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03.01		0109055001								
			К _{сч} =1												
			№ 27524-04												
2	Турбогенератор ТГ-2	ТТ	К _Т = 0,2S		A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	307	315000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150246 Рег. № 53992-13	Активная	0,8	2,5			
			К _{ТТ} = 10000/5		B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	306								
			№ 21255-08		C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	317								
		ТН	К _Т = 0,2		A	ЗНОЛ.06-15 У3	7671						Реактивная	1,4	3,7
			К _{ТН} = 15750:√3/100:√3		B	ЗНОЛ.06-15 У3	7668								
			№ 46738-11		C	ЗНОЛ.06-15 У3	7669								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03.01		0109054111								
			К _{сч} =1												
			№ 27524-04												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10		
3	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС БАМ-ИТФ - Старт" №1 С-115	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТФЗМ 110Б-II У1	12050	220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150246 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6		
			К _{ТТ} = 1000/5	В	ТФЗМ 110Б-II У1	12018							
			№ 2793-88	С	ТФЗМ 110Б-II У1	12040							
		ТН	К _Т = 0,2	А	НКФА-110 II УХЛ1	7997; 8014			7999; 8015	7998; 8000	Реактивная	2,2	3,3
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НКФА-110 II УХЛ1								
			№ 39263-11	С	НКФА-110 II УХЛ1								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108054095							
			Ксч =1										
			№ 27524-04										
4	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС БАМ-ИТФ - Старт" №2 С-116	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТФЗМ 110Б-II У1	12002	220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150246 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6		
			К _{ТТ} = 1000/5	В	ТФЗМ 110Б-II У1	12037							
			№ 2793-88	С	ТФЗМ 110Б-II У1	12004							
		ТН	К _Т = 0,2	А	НКФА-110 II УХЛ1	8014; 7997			8015; 7999	8000; 7998	Реактивная	2,2	3,3
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НКФА-110 II УХЛ1								
			№ 39263-11	С	НКФА-110 II УХЛ1								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107075106							
			Ксч =1										
			№ 27524-04										
5	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС ГПП-5 - К" №1 С-117	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТФЗМ 110Б-II У1	12009	220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150246 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6		
			К _{ТТ} = 1000/5	В	ТФЗМ 110Б-II У1	12041							
			№ 2793-88	С	ТФЗМ 110Б-II У1	12023							
		ТН	К _Т = 0,2	А	НКФА-110 II УХЛ1	7997; 8014			7999; 8015	7998; 8000	Реактивная	2,2	3,3
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НКФА-110 II УХЛ1								
			№ 39263-11	С	НКФА-110 II УХЛ1								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107073003							
			Ксч =1										
			№ 27524-04										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10					
6	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС ГПП-5 - К" №1 С-118	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТФЗМ 110Б-II У1	12036	220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150246 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6					
			К _{ТТ} = 1000/5	В	ТФЗМ 110Б-II У1	12074										
			№ 2793-88	С	ТФЗМ 110Б-II У1	12077										
		ТН	К _Т = 0,2	А	НКФА-110 II УХЛ1	8014; 7997						Реактивная	2,2	3,3		
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НКФА-110 II УХЛ1	8015; 7999										
			№ 39263-11	С	НКФА-110 II УХЛ1	8000; 7998										
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054070										
			К _{сч} =1													
			№ 27524-04													
7	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2" №1 С-113	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТВ-110-I-5 ХЛ2	1940	132000			Активная	1,0	5,0				
			К _{ТТ} = 600/5	В	ТВ-110-I-5 ХЛ2	1942										
			№ 46101-10	С	ТВ-110-I-5 ХЛ2	1943										
		ТН	К _Т = 0,2	А	НКФА-110 II УХЛ1	7997; 8014							Реактивная	2,2	3,8	
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НКФА-110 II УХЛ1	7999; 8015										
			№ 39263-11	С	НКФА-110 II УХЛ1	7998; 8000										
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0808110147										
			К _{сч} =1													
			№ 36697-08													
8	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2" №2 С-114	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТВ-110-I-5 ХЛ2	1941	132000				Активная	1,0	5,0			
			К _{ТТ} = 600/5	В	ТВ-110-I-5 ХЛ2	1944										
			№ 46101-10	С	ТВ-110-I-5 ХЛ2	1945										
		ТН	К _Т = 0,2	А	НКФА-110 II УХЛ1	8014; 7997								Реактивная	2,2	3,8
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НКФА-110 II УХЛ1	8015; 7999										
			№ 39263-11	С	НКФА-110 II УХЛ1	8000; 7998										
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0808110340										
			К _{сч} =1													
			№ 36697-08													

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
9	ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТФЗМ 110Б-II У1	12038	220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM- RZA2 Зав. № 11150246 Рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,6 3,3
			К _{ТТ} = 1000/5	В	ТФЗМ 110Б-II У1	12016					
			№ 2793-88	С	ТФЗМ 110Б-II У1	12051					
		ТН	К _Т = 0,2	А	НКФА-110 II УХЛ1	7997; 8014					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НКФА-110 II УХЛ1	7999; 8015					
			№ 39263-11	С	НКФА-110 II УХЛ1	7998; 8000					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054042					
			К _{сч} =1								
			№ 27524-04								

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 2(5) до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -60 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	140000 2 90000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	88000 24 35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не более ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	35 35 3,5

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).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока ТШЛ-20-1 УХЛ2	6
Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б-II У1	15
Трансформаторы тока ТВ-110-I-5 ХЛ2	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-15 УЗ	6
Трансформаторы напряжения НКФА-110 II УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	7
Контроллеры многофункциональные ARIS MT200	1
Программное обеспечение ТЕЛЕСКОП+	1
Методика поверки МП 206.1-110-2016	1
Паспорт - Формуляр РЭП.411711.ХГ-КТЭЦ-3.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-110-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 10.11.2016 года.

Основные средства 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 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ 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 СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласованна с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- для УСПД ARIS MT200 - в соответствии с документом ПБКМ.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 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), Рег. № 22129-09.
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

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

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49
Телефон: +7 (4212) 30-49-14
Факс: +7 (4212) 26-43-87

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@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.

« ____ » _____ 2017 г.