

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Тайга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Тайга» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ТУ 4228-011-29506091-11, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных, устройство синхронизации системного времени, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центр сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» на базе ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где происходит передача полученных данных по сетям единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) (основной канал связи) на третий уровень системы при помощи коммуникационного сервера опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе спутниковой связи МЗССС по технологии VSAT.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации в базе данных АИИС КУЭ, предоставление информации пользователям, оформление справочных и отчетных документов.

Коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО «Метроскоп», в формате XML, и передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через сеть передачи данных ПАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную сеть Интернет.

На всех уровнях АИИС КУЭ ведутся журналы событий, в которые заносятся данные самодиагностики устройств, аварийные сообщения, ошибки, попытки несанкционированного доступа и другие оперативные данные технического состояния устройств.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), формирующейся на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УССВ-2, таймеры УСПД и счетчиков, внутренние часы ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Синхронизация времени УСПД со спутниковой системой глобального позиционирования обеспечивается по сигналам точного времени, принимаемым УССВ-2. Время УССВ-2 синхронизировано со временем УСПД, синхронизация времени УСПД происходит 1 раз в 30 минут, допустимое рассогласование времени УСПД от времени УССВ-2 ± 2 с.

Сличение времени счетчиков автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса, коррекция времени выполняется автоматически в случае расхождения времени в счетчике и УСПД более ± 2 с.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Пломбирование системы АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В качестве программного обеспечения (ПО), установленного на сервере сбора ИВК, используется специальное программное обеспечение (СПО) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения (далее - ПО) приведены в таблице 1.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Состав ИК				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ		Границы допускаемой относительной погрешности, (δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ 220 кВ Раздолинская -Тайга I цепь	ТВГ-УЭТМ-220 1000/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-220 220000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325T / УССВ-2	Ак- тив- ная, реак- тив- ная	±0,5	±1,4
2	ВЛ 220 кВ Раздолинская - Тайга II цепь	ТВГ-УЭТМ-220 1000/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-220 220000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
3	АТ-1-220	ТВ-ТМ-35-110 400/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-220 220000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
4	АТ-2-220	ТВ-ТМ-35-110 400/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-220 220000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
5	СВ-220	ТВГ-УЭТМ-220 750/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-220 220000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
6	ВЛ 110 кВ Тайга - Новая Еруда I цепь	ТВГ-УЭТМ-110 300/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ВЛ 110 кВ Тайга - Новая Еруда II цепь	ТВГ- УЭТМ-110 300/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325T / УССВ-2	Актив- ная, реак- тивная	±0,5 ±1,2	±1,4 ±6,9
8	УШР-2-110	ТВГ- УЭТМ-110 200/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
9	ВЛ 110 кВ Тайга - Соврудник I цепь	ТВГ- УЭТМ-110 200/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
10	ВЛ 110 кВ Тайга - Соврудник II цепь	ТВГ- УЭТМ-110 200/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
11	СВ-110	ТВГ- УЭТМ-110 600/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
12	УШР-1-110	ТВГ- УЭТМ-110 200/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
13	АТ-2-110	ТВГ- УЭТМ-110 750/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
14	ВЛ 110 кВ Тайга - Благодатнинская I цепь	ТВГ- УЭТМ-110 300/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
15	ВЛ 110 кВ Тайга - Благодатнинская II цепь	ТВГ- УЭТМ-110 300/1 Кл.т. 0,2S	НДКМ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
16	АТ-1-110	ТВГ- УЭТМ-110 750/1 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Т-1-10	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325T / УССВ-2	Актив-ная, реак-тивная	±1,0 ±2,6	±3,0 ±8,0
18	ТСН-1-10	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
19	АТ-1-10	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
20	АТ-2-10	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
21	ТСН-2-10	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
22	Т-2-10	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл.т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
23	0,4 кВ ТСН-1	ТСН10 2000/5 Кл.т. 0,5S	-	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
24	0,4 кВ ТСН-2	ТСН10 2000/5 Кл.т. 0,5S	-	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
25	0,4 кВ Т1 (КТП)	ГШЛ-СЭЩ-0,66-12 1000/5 Кл.т. 0,5S	-	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	0,4 кВ Т2 (КТП)	ТШЛ-СЭЩ-0,66-12 1000/5 Кл.т. 0,5S	-	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325T / УССВ-2	Актив-ная, реак-тивная	±0,8 ±2,1	±2,9 ±7,9
27	0,4 кВ Автога-раж ПР-1 (КТП)	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
28	0,4 кВ Автога-раж ПР-2 (КТП)	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				
29	0,4 кВ Холод-ный склад (КТП)	ТОП-0,66 10/5 Кл.т. 0,5S	-	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5				

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

4 Допускается замена УСПД, УССВ-2 на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	29
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - частота, Гц - температура окружающей среды, °С 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,02</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток для ИК № 1-22, % от $I_{ном}$ - ток для ИК № 22-29, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,8инд.</p> <p>от 49,8 до 50,02</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики Альфа 1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>24*</p> <p>55000</p> <p>24</p> <p>160000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики Альфа 1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребления за месяц по каждому каналу и по группам измерительных каналов, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>200</p> <p>3,5</p> <p>75</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
<p>Примечания</p> <p>* счетчики Альфа А1800 относятся к невозстанавливаемым на месте эксплуатации изделиям, время восстановления учета электроэнергии зависит от наличия резервного счетчика на складе и времени его подключения. При наличии резервного счетчика время, необходимое на замену элемента (демонтаж, монтаж, параметризация) - 24 ч</p>	

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

в журнале событий счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначения	Количество (шт., экз.)
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ-220 рег. № 52619-13	9
Трансформаторы тока	ТВ-ТМ-35-110 рег. № 61552-15	6
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ-110 рег. № 52619-13	33
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10 рег. № 51623-12	18
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЦ-0,66-12 рег. №41433-09	6
Трансформаторы тока	ТСН10 рег. №26100-03	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66 рег. №47957-11	6
Трансформаторы тока	ТОП-0,66 рег. №47959-11	3
Трансформаторы напряжения	НДКМ-220 рег. № 38000-08	6
Трансформаторы напряжения	НДКМ-110 рег. № 38002-08	18
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 рег. № 20344-05	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 рег. № 24218-13	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЦ-10 рег. № 54369-13	12

Наименование	Обозначения	Количество (шт., экз.)
Счетчики электрической энергии	Альфа А1800 рег. № 31857-11	29
УСПД	RTU-325T рег. № 44626-10	1
УССВ	УССВ-2 рег. № 54074-13	1
Сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	-	1
ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	МП 201-007-2017	1
Паспорт-формуляр	994 205 38.903.144-ТРП.ЭД.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 201-007-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Тайга». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному 25 апреля 2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения - по МИ 2845-2003 «ГСИ. 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. Рекомендация»; и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчики Альфа А1800 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному в 2012 г.;

- УСПД RTU-325T - по методике поверки «Устройства сбора и передачи и передачи данных RTU-325H и RTU325T. Методика поверки ДЯИМ.466215.005МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

- прибор комбинированный «TESTO» рег. № 38735-08;

- радиочасы МИР РЧ-01 рег. № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ.

Допускается применять не указанные в перечне СИ, обеспечивающие определение (контроль) метрологических характеристик поверяемого СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе паспорт-формуляр № 994 205 38.903.144-ТРП.ЭД.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Тайга».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Тайга»

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: (495) 710-93-33

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирь-инжиниринг»
(ООО «Сибирь-инжиниринг»)
ИНН: 2464109604
Адрес: 660093, г. Красноярск, ул. им. А. Вавилова , д. 2 «Ж»
Телефон: (391) 205-00-76
E-mail: info@sib-ing.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (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.