

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1905 от 08.09.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК".

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК", далее по тексту – «АИИС КУЭ» или «система», предназначена для измерения количества активной и реактивной электрической энергии и электрической мощности, вырабатываемой, преобразуемой и распределяемой Кумертауской ТЭЦ за установленные интервалы времени, в целях коммерческого учета электрической энергии, а также для отображения, хранения, обработки и передачи полученной измерительной информации с привязкой к единому календарному времени.

Описание средства измерений

Принцип действия системы состоит в использовании счетчиков электрической энергии с трансформаторным включением в цепи тока и напряжения контролируемого присоединения. Счетчик автоматически производит преобразование в цифровую форму, умножение сигналов тока и напряжения с последующим интегрированием, формирует и хранит профиль данных (результатов) измерений на заданных последовательных интервалах времени (как правило, 30 минут), передает измерительную информацию с помощью интерфейса на следующий уровень системы. Результат измерений электрической энергии получают накопительным итогом, результат измерений средней электрической мощности получают как отношение электрической энергии за установленный интервал времени к продолжительности этого интервала.

АИИС КУЭ выполнена двухуровневой с распределенной функцией измерения и централизованным управлением процессами сбора, обработки и представления измерительной информации.

Первый уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), которые включают в себя счетчики электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2015, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2015, их вторичные цепи, через которые унифицированные аналоговые сигналы тока и напряжения поступают на входы счетчиков, а также преобразователи интерфейсов для приема-передачи данных.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), основой которого является сервер базы данных (СБД) с необходимым программным обеспечением (ПО), сопряженный с автоматизированным рабочим местом оператора (АРМ) и системой обеспечения единого времени (СОЕВ) при помощи преобразователей интерфейсов и электрических каналов связи. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи. СБД с помощью ПО формирует запрос для получения информации со счетчиков, осуществляет сбор измерительной информации, ее обработку, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации взаимодействующим субъектам, включая субъекты ОРЭМ, в соответствии с требованиями действующих регламентов.

В системе использован ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр СИ № 44595-10), в качестве СБД применен компьютер с ПО «Альфа-ЦЕНТР». Система обеспечения единого времени построена на основе устройства синхронизации системного времени (УССВ) типа УССВ-2 (Госреестр СИ № 54074-13). Сличение часов СБД с УССВ происходит один раз в 1 час, часов счетчиков с часами СБД – при обращении к счетчикам; при расхождении более чем в пределах ± 3 с производится коррекция показаний времени.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение активной и реактивной электроэнергии, включая ее приращения на установленных интервалах времени;
- измерение календарного времени, синхронизация часов компонентов системы и формирование последовательности интервалов времени для измерения приращений электроэнергии;
- периодический и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор данных о состоянии счетчиков электроэнергии во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- формирование отчетных документов и расчет учетных показателей;
- передача результатов измерений смежным субъектам, включая субъекты ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- регистрацию событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и пр.);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Конструктивно система включает в себя ряд обособленных узлов, расположенных в помещениях ТЭЦ. Трансформаторы тока и напряжения ОРУ-220 и ОРУ-110 – открытой установки, остальные трансформаторы размещены в машинном зале и в специальных помещениях КРУ. Счетчики расположены в специальных шкафах со степенью защиты не ниже IP51, СБД – в отдельном помещении с ограниченным доступом.

Механическая устойчивость технических средств системы к внешним воздействиям обеспечена конструктивным исполнением ее элементов (шкафы, кабельные коробки, металлорукава и пр.). Предусмотрено экранирование и заземление узлов системы с целью радиоэлектронной защиты

Для всех технических и программных средств системы предусмотрена защита от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчиков;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).
- наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связь со счетчиком, приводящая к изменению данных;
 - факты параметрирования счетчиков;
 - факты пропадания напряжения;
 - факты коррекции шкалы времени;
 - отклонение тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов, включая отсутствие напряжения при наличии тока;
 - перерывы питания.

Перечень измерительных каналов системы с указанием измерительных компонентов представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик
1	2	3	4	5
1	ТГ- 5	ТШВ-15 (3 шт.) 8000/5 КТ 0,5	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) $6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5
2	ТГ- 6	ТШЛ 20 (3 шт.) 6000/5 КТ 0,5	ЗНОМ 15-63 (3 шт.) $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
3	ОРУ-220 кВ, РСШ 220 кВ; яч.2; ВЛ-220 кВ Кумертауская ТЭЦ - Гелий 3	ТФНД-220-I (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	НКФ-220-58-У1 (6 шт.) $220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
4	ОРУ-220 кВ, ОВ-220кВ	ТФЗМ 220Б-IVУ1 (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 3	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
5	ОРУ-220 кВ, РСШ 220 кВ, яч.5, ВЛ-220 кВ Кумертау - Самаровка	ТФЗМ 220Б-ШУ1 (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 3	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
6	ОРУ-110 кВ, 1СШ 110кВ, яч.3, ВЛ-110 кВ Кумертау - Октябрьская	ТОГ-110 (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	НКФ-110-57 У1 (4 шт.) НКФ-110-83У1 (2 шт.) $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
7	ОРУ-110 кВ, 2СШ 110кВ, яч. 02, ВЛ-110 кВ Кумертау - Городская	ТФЗМ-110Б-IV (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 6	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
8	ОРУ-110 кВ, 2СШ 110кВ, яч.5, ВЛ-110 кВ Кумертау - Тюльганская с отпайками	ТФНД-110М (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 6	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5
9	ОРУ-110 кВ, 1СШ 110кВ, яч.7, ВЛ-110 кВ Кумертау - Разрез с отпайками	ТФЗМ-110Б-IV (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 6	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5
10	ОРУ-110 кВ, 2СШ 110кВ, яч.9, ВЛ-110 кВ Кумертау - Худайбердино с отпайкой на ПС Белая	ТФНД-110М (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 6	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик
1	2	3	4	5
11	ОРУ-110 кВ, 1СШ 110кВ, яч.11, ВЛ-110 кВ Кумертау - Мелеуз с отпайкой на ПС Белая	ТФЗМ-110Б-IV (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 6	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
12	ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-IV (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 6	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5
13	ЗРУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, яч.8; ВЛ-35 кВ КТЭЦ-Маячная-1	ТФН-35 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5	ЗНОМ-35-65 (6 шт.) 35000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
14	ЗРУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч.9; ВЛ-35 кВ КТЭЦ-Маячная-2	ТФН-35 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
15	ЗРУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, яч.14; ВЛ-35 кВ Кумертау - Машзавод-1	ТФНД-35М (2 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
16	ЗРУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч.15; ВЛ-35 кВ Кумертау-Машзавод-2	ТФНД-35М (2 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5
17	ЗРУ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, яч.12; ВЛ-35 кВ КТЭЦ-Бахмут	ТФН-35 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
18	ЗРУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч.6; ВЛ-35 кВ КТЭЦ-ВЭС	ТФНД-35М (2 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
19	ЗРУ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч.5; ВЛ-35 кВ Плавка гололёда	ТФН-35 (3 шт.) 600/5 КТ 0,5	из состава канала 13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
20	ГРУ-6 кВ; ТСШ; яч.9; КЛ-6кВ Плавка гололёда	ТПШФ-20 (2 шт.) 2000/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5
21	РУСН-6 кВ, 1СШ, яч.17, КЛ-6 кВ Трансформатор КЭС	ТВК-10 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5	НОМ-6 (2 шт.) 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик
1	2	3	4	5
22	РУСН-6 кВ, ввод 6 кВ ТСН Л10Т	ТПОЛ-СВЭЛ-10-2 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5	из состава канала 21	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5
23	РУСН-0,4 кВ; секция 9Л; п.7; КЛ-0,4 кВ ООО «Энергоремонт»	Т-0,66 (3 шт.) 40/5 КТ 0,5	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 КТ 0,5S/1
24	Котельное отделение КТЦ; сборка 0,4 кВ №1; КЛ-0,4 кВ ООО «Энергоремонт»	Т-0,66 (3 шт.) 100/5 КТ 0,5	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 КТ 0,5S/1
25	РУСН-0,4 кВ; секция 9Л; п.17; КЛ-0,4 кВ ООО «Энергоремонт»	Т-0,66 (3 шт.) 40/5 КТ 0,5	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 КТ 0,5S/1
26	РУСН-0,4 кВ; секция 2Л; п.9; КЛ-0,4 кВ ООО «Башэнерготранс» (Гараж)	ТТИ (3 шт.) 50/5 КТ 0,5	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 КТ 0,5S/1
27	РУСН-0,4 кВ; секция 1Л; п.2; КЛ-0,4 кВ ООО УК «Энергоресурс»	ТТИ (3 шт.) 50/5 КТ 0,5	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 КТ 0,5S/1
28	РУСН-0,4 кВ; секция 2Л; п.8; КЛ-0,4 кВ ООО «Башэнерготранс» (Пожарное депо)	ТТИ (3 шт.) 50/5 КТ 0,5	-	СЭТ-4ТМ.02М.15 КТ 0,5S/1
<p>Примечание - В течение срока эксплуатации системы допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на такие же или аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице. Замену оформляют актом в установленном на Кумертауской ТЭЦ порядке, в соответствии с МИ 2999-2011 и записью в паспорте-формуляре системы. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</p>				

Программное обеспечение

В системе используется информационно-вычислительный комплекс для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10). Программное обеспечение (ПО) ИВК имеет архитектуру «клиент-сервер» и модульную структуру. ПО обеспечивает систему управления базой данных, управление коммуникацией в системе, управление синхронизацией времени, а также ввод исходных описаний и получение отчетов и выходных форм.

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.77-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР», ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение	
1	2	
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы, с	±5	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и средняя активная мощность), %:	cos φ = 1	cos φ = 0,7
- каналы 1 - 5, 7-21	±1,4	±2,0
- каналы 6	±1,4	±1,9
- каналы 22	±1,9	±3,6
- каналы 23 - 25	±1,5	±1,9
- каналы 26-28	±1,6	±2,2
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя реактивная мощность), %:	sin φ = 1	sin φ = 0,7
- каналы 1 - 5, 7-21	±1,7	±2,1
- каналы 6	±1,7	±2,0
- каналы 22 - 25	±2,9	±3,7
- каналы 26-28	±3,0	±3,4
<p>Примечания:</p> <p>1) характеристики относительной погрешности рассчитаны по метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в канал;</p> <p>2) погрешность измерительных каналов при токе нагрузки меньше номинального для cosφ = 1 (sinφ = 1) рассчитывают при соответствующих значениях погрешностей средств измерений, входящих в канал, по формуле, приведенной в методике поверки МП 180-262-2016.</p>		

Таблица 4 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение	
1	2	
Номинальное линейное напряжение $U_{ном}$ на входах системы, В	220000 110000 35000 10000 6000 380	каналы 3-5; каналы 6-12; каналы 13-19; канал 2; каналы 1, 20-22; каналы 23-28

Продолжение таблицы 4

1	2	
Номинальные значения силы первичного тока $I_{ном}$ на входах системы, А	8000	канал 1;
	6000	канал 2;
	2000	канал 20;
	600	каналы 3-19;
	200	канал 21;
	100	каналы 22, 24;
	50	каналы 26, 27, 28;
40	каналы 23, 25	
Показатели надежности:		
- среднее время восстановления, час (кроме трансформаторов открытой установки и шинных трансформаторов тока)	8	
- коэффициент готовности, не менее	0,99	
Условия эксплуатации:		
- температура окружающего воздуха, °С: измерительные трансформаторы класса 35 кВ и ниже, счетчики, ИВК; измерительные трансформаторы открытой установки.	от +15 до +35 от -40 до +60	
- относительная влажность воздуха, %	от 0 до 90	
- атмосферное давление, кПа	от 70 до 106	
- электропитание компонентов системы	Сеть 220 В 50 Гц с параметрами по ГОСТ 32144-2013	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов АИИС КУЭ печатным способом.

Комплектность средства измерений

Полная комплектность АИИС КУЭ приведена в проектной документации. Заводские номера компонентов системы приведены в паспорте-формуляре. Сведения об измерительных и системообразующих компонентах приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол., шт.	Номер в ФИФ
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТШВ-15	3	1836-63
Трансформатор тока	ТШЛ 20	3	1837-63
Трансформатор тока	ТФНД-220-I	3	3694-73
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IIIУ1	3	3694-73
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IVУ1	3	6540-78
Трансформатор тока	ТОГ-110	3	26118-03
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV	12	26422-04
Трансформатор тока	ТФНД-110М	6	2793-71
Трансформатор тока	ТФН-35	9	664-51
Трансформатор тока	ТФНД-35М	6	3689-73
Трансформатор тока	ТПШФ-20	2	519-50
Трансформатор тока	ТВК-10	2	8913-82
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10-2	2	45425-10

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Трансформатор тока	Т-0,66	9	22656-07
Трансформатор тока	ТТИ	9	28139-12
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	6	1593-70
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58-У1	6	1382-60
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	4	14205-94
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	2	1188-84
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6	912-70
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1	380-49
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4	159-49
Счетчик электрической энергии электронный	СЭТ-4ТМ.03	16	27524-04
Счетчик электрической энергии электронный	СЭТ-4ТМ.03М	6	36697-08
Счетчик электрической энергии электронный	СЭТ-4ТМ.02М.15	6	36697-08
Сервер	HP Proliant DL60 G5	1	
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 2200 VA	1	
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1	54074-13
Специализированное ПО	АльфаЦЕНТР	-	44595-10
Паспорт-формуляр	АИИС.2.1.0222.002 ФО	1	
Руководство пользователя	АИИС.2.1.0222.002 ИЗ	1	
Методика поверки	МП 180-262-2016	1	

Поверка

осуществляется по документу МП 180-262-2016 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК". Методика поверки", утвержденному ФГУП «УНИИМ» 26.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М.15 – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к ИЛГШ.411152.145РЭ Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации;

- для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к ИЛГШ.411152.124 РЭ Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации;

- источник сигналов точного времени $\pm 10^{-4}$ с от шкалы времени UTC(SU) (Интернет-ресурс www.ntp1.vniiftri.ru). (3.1.ZZC.0098.2013)

- термогигрометр, диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, абсолютная погрешность $\pm 0,7$ °С, диапазон измерений влажности от 10 до 100 %, абсолютная погрешность $\pm 2,5$ % (CENTER, рег. номер в ФИФ 22129-01);

- инженерный пульт (переносный компьютер) с техническими средствами чтения информации, хранящейся в памяти счетчика

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой системы с требуемой точностью.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке системы.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК"

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Свердловская энергогазовая компания» (ОАО «СЭГК»)
ИНН 6670129804
Юридический адрес: 620107, г. Екатеринбург, ул. Готвальда, д. 6, корпус 4
Телефон (факс): +7 (343) 235-34-65
Web-сайт: <http://www.svengaz.ru>
E-mail: odo@svengaz.ru

Испытательный центр

ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»)
Юридический адрес: 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Телефон: +7 (343) 350-26-18
Факс: +7 (343) 350-20-39
Web-сайт: <http://www.uniim.ru>
E-mail: uniim@uniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 10.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.