

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс» - г. Сызрань, ПНС № 2, 5

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс» - г. Сызрань, ПНС № 2, 5 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, 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 (ИВК) включает в себя сервер ИВК с программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000» и ПО «Энфорс АСКУЭ», устройство синхронизации времени УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-коммуникаторов, далее информация передаётся по каналу связи

стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS – на входы сервера ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-3. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC составляет не более ± 100 мкс.

Сервер ИВК периодически сравнивает свое системное время с УСВ-3. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК производится во время сеанса связи со счётчиками. Корректировка часов счётчиков от часов сервера ИВК осуществляется независимо от наличия расхождений, но не чаще одного раза в сутки. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера ИВК реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «Энфорс АСКУЭ», в состав которых входят программы, указанные в таблицах 1а и 1б. ПО «Пирамида 2000» выполняет функцию сбора данных в системе. Функции обработки, хранения и передачи данных в энергосбытовую компанию выполняет ПО «Энфорс АСКУЭ». ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000» и ПО «Энфорс АСКУЭ».

Таблица 1а — Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение										
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3										
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66471acf4055bb2a4d3d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3d00b0d9f	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5										

Таблица 2б — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение	
Идентификационное наименование ПО	CalcFormula.exe	M80020.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.1.20	2.3.0.12
Цифровой идентификатор ПО	ced70f330d11fd08bdfe91f4f729386e	ce7bb2858a21dff28b925816a3a1dda0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характе- ристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии			Преде- лы до- пуска- емой основ- ной от- носи- тель- ной по- грешно- сти, (±δ) %	Преде- лы до- пуска- емой от- носи- тельной погреш- ности в рабочих услови- ях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.3	ПНС №5 10/6/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 2 сш, яч. 16	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 2167 Зав. № 1976 Зав. № 1934	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0939	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152672	IBM System x3650 M2 Зав.№ KD11Z7 F	Ак- тивная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,8
1.4	ПНС №5 10/6/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 3 сш, яч. 35	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 3059 Зав. № 3848 Зав. № 3113	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0921	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111152714		Ак- тивная	1,3	3,4
						Реак- тивная	2,5	5,8
1.5	ПНС №5 10/6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш, п.5, ввод с тр-ра №2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Зав. № 5112402 Зав. № 5112388 Зав. № 5112421	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111130682		Ак- тивная	1,0	3,4
						Реак- тивная	2,1	5,8
1.6	ПНС №5 10/6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш, п.8, ввод с тр-ра №3	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Зав. № 5112403 Зав. № 5112397 Зав. № 5112416	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1111130244	Ак- тивная	1,0	3,4	
					Реак- тивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	ГПП Нефтемаш 110/6/6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 1 сш-6 кВ, яч. №9, ф.9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 30852 Зав. № 35688	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4756	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0809151286	IBM System x3650 M2 Зав.№ KD11Z7 F	Ак- тивная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,8
2.2	ГПП Нефтемаш 110/6/6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 4 сш-6 кВ, яч. №44, ф.44	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 8225 Зав. № 8180	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 6956	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811158217		Ак- тивная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,8
2.3	ТП «ФОК» 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 сш- 0,4 кВ, яч. 3	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 12114882 Зав. № 12114883 Зав. № 12114884	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100380		Ак- тивная	1,0	3,3
						Реак- тивная	2,1	5,7
2.4	ТП «ФОК» 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 сш- 0,4 кВ, яч. 6	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 02027559 Зав. № 02027560 Зав. № 02027561	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100494		Ак- тивная	1,0	3,3
						Реак- тивная	2,1	5,7
2.5	Шкаф учета 0,4 кВ ГСК «Энергетик», КЛ-0,4 кВ от п.1В ПНС №5	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1103151469	Ак- тивная	1,1	3,5	
					Реак- тивная	2,2	6,9	
2.6	Шкаф учета 0,4 кВ ГК №20, КЛ-0,4 кВ от п.1Н ПНС №5	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1103151567	Ак- тивная	1,1	3,5	
					Реак- тивная	2,2	6,9	
2.7	Шкаф учета 0,4 кВ ГСК «Лада», КЛ- 0,4 кВ от п.2Н ПНС №5	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1108151204	Ак- тивная	1,1	3,5	
					Реак- тивная	2,2	6,9	

*Примечания:

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

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

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05)U_n$; ток $(1,0-1,2)I_n$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающей среды: (23 ± 2) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,05)-1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от - 45 до + 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при + 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от - 40 до + 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при + 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 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 + 15 до + 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при + 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5) \% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от - 5 до + 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УСВ-3 на одноступенчатого типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч

- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T=45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- сервер ИВК – 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 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 сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 5 лет
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

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 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10	9143-83	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП	47957-11	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	57218-14	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-97	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Сервер	IBM System x3650 M2	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	66992322.384106.103.ФО	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64964-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс» - г.Сызрань, ПНС № 2, 5. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» в июне 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 4 мая 2012 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом ВЛСТ.240.00.000МП «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.

Основные средства поверки:

- 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 ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от - 20 до + 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 66992322.384106.103.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс» - г. Сызрань, ПНС № 2, 5. Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «Энергоинтеграция» (ООО «Энергоинтеграция»)

Адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д.1, стр.6

ИНН: 7704760530

Тел./факс: (495) 665-82-06

E-mail: energo-in@inbox.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Тел.: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Тел/факс: (4912)55-00-01 / 44-55-84

E-mail: asu@rasm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___»_____ 2016 г.