

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» Домбаровское ЛПУ МГ КС-16 «Теренсай»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» Домбаровское ЛПУ МГ КС-16 «Теренсай» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - центр сбора и обработки информации ООО «Газпром энерго» (ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения (ПО) из состава ИВК «АльфаЦЕНТР», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – Рег. №) 44595-10. ЦСОИ включает в себя каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АРМ АО «Газпром энергосбыт».

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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet, и далее через линию Ethernet сервер ООО «Газпром энерго», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

В случае сбоя работы основного канала связи сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос счетчиков по резервным ТЧ и GSM каналам.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с сервера 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 АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, с возможностью использования электронно-цифровой подписи через автоматизированные рабочие места АО «Газпром энергосбыт» и ООО «Газпром энерго».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя часы ЦСОИ и счетчиков. ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени типа ССВ-1Г. Синхронизация часов ЦСОИ с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов ЦСОИ осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов ЦСОИ ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦентр». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦентр»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	УССВ
1	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (собственные нужды), яч.44	A	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	A	НАМИ-10-95 УХЛ2 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2- 00PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
		C		B			
2	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (собственные нужды), яч.48	A	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 25433-08	A	НАМИ-10-95 УХЛ2 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2- 00PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			
3	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ, яч.45, Ввод №1 6 кВ	A	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 11077-03	A	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2- 00PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			
4	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.32, Ввод №2 6 кВ	A	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 11077-03	A	НАМИ-10-95 УХЛ2 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2- 00PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			
5	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6кВ (собственные нужды), яч.64	A	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-08	A	НАМИ-10-95 УХЛ2 ⁽²⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2- 00PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			C

Продолжение таблицы 2

6	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.17, Ввод №3 6 кВ	A	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 11077-03	A	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
		B		B			
		C		C			
7	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.14, Ввод №4 6 кВ	A	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 11077-03	A	НАМИ-10-95 УХЛ2 ⁽²⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, 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 3, метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Допускается изменение наименования измерительных каналов без изменения объекта измерений. Изменение оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

4 ⁽¹⁾ Указанные трансформаторы напряжения подключены к трем счетчикам измерительных каналов №№ 1, 2, 4.

5 ⁽²⁾ Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 5, 7.

Таблица 3 — Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cos j	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{20\%} \leq I_{ИЭС} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭС} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭС} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭС} < I_{20\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,9	-	2,5	1,4	1,1
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosj	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	-	5,5	3,0	2,3
	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
Номер ИК	cosj	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{120\%}$
1 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,9	-	2,5	1,5	1,3
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosj	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{120\%}$
1 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	-	5,7	3,4	2,7
	0,8	-	4,7	2,8	2,4
	0,5	-	2,9	2,0	1,8
Номер ИК	cosj	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{120\%}$
2-7 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,9	1,3	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,4	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,3	1,7	1,4	1,4
Номер ИК	cosj	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{120\%}$
2-7 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	2,5	1,9	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosj	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИИС} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИИС} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИИС} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИИС} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
2-7 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,9	1,5	1,1	1,0	1,0
	0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
Номер ИК	cosj	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИИС} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИИС} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИИС} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИИС} < I_{120\%}$
2-7 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	2,9	2,5	2,2	2,2
	0,8	2,6	2,2	2,0	2,0
	0,5	2,1	1,7	1,7	1,7
	Пределы допустимой погрешности СОЕВ, с				
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от Уном - ток, % от Ином - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Уном - ток, % от Ином - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от +5 до +40 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Г:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>для ССВ-1Г:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>для сервера:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>22000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Г:</p> <p> тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p> при отключении питания, лет, не менее</p> <p>сервер:</p> <p> хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>170</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	ТЛШ-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Г	7
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
ИВК	ЦСОИ ООО «Газпром энерго»	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	87570424.411711.091.02.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-191-2020	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-190-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» Домбаровское ЛПУ МГ КС-16 «Теренсай». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 21.02.2020 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Г – по документу «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- ССВ-1Г – по документу ЛЖАР.468150.004-01 МП «Инструкция. Серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденному первым заместителем генерального директора – заместителем по научной работе ФГУП «ВНИИФТРИ» в мае 2014 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 27008-04).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» Домбаровское ЛПУ МГ КС-16 «Теренсай», аттестованном ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. ба

Телефон: +7 (4712) 53-67-74

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.