

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ МГ КС-21/А

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ МГ КС-21/А (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. Количество измерительных каналов 12.

Измерительные каналы состоят из трех 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-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

3-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 на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных спутниковому каналу связи на сервер ООО «Газпром энерго», а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматических рабочих местах.

В случае сбоя работы основного канала связи сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос УСПД по резервным ГЧ 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 УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени типа УСВ-2, часы ЦСОИ, УСПД и счетчиков. ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа. Время ЦСОИ ИВК синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и ЦСОИ на ± 1 с. Время УСПД синхронизировано со временем УССВ, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний УССВ и УСПД на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется во время сеанса связи, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД ± 1 с. При нарушении в приеме сигналов точного времени УСПД, коррекцию времени в ИВКЭ и (или) счетчиках может производить уровень ИВК (ЦСОИ).

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, 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 таблицах 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	УСПД/УССВ
1		2		2		4	5
1	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8, ф.8	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-2 Рег. № 41681-10
		C		B			
2	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, ф.9	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			
3	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ- 10 кВ, 1А СШ 10 кВ, яч.41, ф.41	A	ТЛ-10 100/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			
4	ПС 110 кВ КС- 21А, ЗРУ-10 кВ, 1А СШ 10 кВ, яч.42, ф.42	A	ТЛ-10 100/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			
5	ПС 110 кВ КС- 21А, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12, ф.12	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			
6	ПС 110 кВ КС- 21А, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.15, ф.15	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			C
7	ПС 110 кВ КС- 21А, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.20, ф.20	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽³⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			C
8	ПС 110 кВ КС- 21А, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.21, ф.21	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽³⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			C
9	ПС 110 кВ КС- 21А, ЗРУ-10 кВ, 3А СШ 10 кВ, яч.37, ф.37	A	ТЛ-10 100/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽³⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		C		B			C

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
10	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ-10 кВ, 3А СШ 10 кВ, яч.39, ф.39	A	ТЛ-10 100/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽³⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			
		C		B					
				C					
11	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.29, ф.29	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽⁴⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			RTU-327 Рег. № 41907-09
		C		B					
				C					
12	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.30, ф.30	A	ТЛ-10 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 4346-74	A	ЗНОЛ.06 ⁽⁴⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			УСВ-2 Рег. № 41681-10
		C		B					
				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 УСПД и 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.
- 4 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.
- 5 ⁽¹⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к трем счетчикам измерительных каналов №№ 1-4.
- 6 ⁽²⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 5, 6.
- 7 ⁽³⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 7-10.
- 8 ⁽⁴⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 11, 12.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosj	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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-12 (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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-12 (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 нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{120\%}$
1-12 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	-	1,9	1,3	1,1
	0,9	-	2,6	1,6	1,4
	0,8	-	3,0	1,8	1,5
	0,5	-	5,5	3,1	2,5
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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{120\%}$
1-12 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	-	6,1	4,0	3,5
	0,8	-	5,1	3,5	3,1
	0,5	-	3,3	2,5	2,4
Пределы допустимой погрешности СОЕВ, с					± 5
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	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Уном - ток, % от Iном - 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 ИВКЭ, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -20 до +40 от -1 до +40 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для RTU-327: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000 2 100000 2 35000 2 50000 1</p>
<p>Глубина хранения информации: счетчики Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-327: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 10 45 5 3,5</p>

Надежность системных решений обеспечивается:

- резервированием питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервированием 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.
- журнал УСПД:
 параметрирования;
 пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 электросчетчика;

- промежуточные клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - 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	ТЛ-10	24
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06	12
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р	12
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327-E1-B04-M04	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
ИВК	ЦСОИ ООО «Газпром энерго»	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	МРЭК.411711.103.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-183-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-183-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ МГ КС-21/А. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 10.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчик «Меркурий 234» – по документу: «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу: ДЯИМ.466215.007 МП «Устройство сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.001 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2015 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 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 ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ МГ КС-21/А», 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. 6а

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.

« ____ » _____ 2019 г.