

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НПС «Самара-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НПС «Самара-1» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее - УСПД), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее - УСВ-2), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее - сервер БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г, программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети ТСР/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему УСВ-2. Сличение часов УСПД с УСВ-2 производится не реже 1 раза в сутки. Синхронизация часов УСПД с УСВ-2 проводится независимо от величины расхождения времени.

В случае неисправности, ремонта или поверки УСВ-2 имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера». Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
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

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала							Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	УСВ уровня ИВКЭ	УСВ уровня ИВК		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ, яч. №6, ввод №1 (ф. 11)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, Рег. № 28822-05	НР ProLiant BL460	УСВ-2, Рег. № 41681-09	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08	активная	1,3	1,8
									реактивная	1,9	2,9
2	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ, яч. №49, ввод №2 (ф. 38)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04					активная	1,3	1,8
									реактивная	1,9	2,9
3	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 3 СШ, яч. №25, ввод №3 (ф. 37)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	активная	1,3	1,8				
					реактивная	1,9	2,9				
4	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 4 СШ, яч. №31, ввод №4 (ф. 12)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	активная	1,3	1,8				
					реактивная	1,9	2,9				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
5	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ, яч. №46, резервный ввод (ф. 11)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, Рег. № 28822-05	НР ProLiant BL460	УСВ-2, Рег. № 41681-09	ССВ-1Г, Рег. № 39485-08	активная	1,3	1,8					
				реактивная					1,9	2,9						
6	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ, яч. №3, резервный ввод (ф. 38)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04									активная	1,3	1,8	
													реактивная	1,9	2,9	
7	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 4 СШ, яч. №28, резервный ввод (ф. 37)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04										активная	1,3	1,8
													реактивная	1,9	2,9	
8	НПС «Самара-1», РП-2, ЗРУ 6 кВ, 3 СШ, яч. №22, резервный ввод (ф. 12)	ТОЛ-СВЭЛ Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10-2 Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04						активная	1,3	1,8				
									реактивная	1,9	2,9					
9	НПС «Самара-1», РП-4, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. №4, ввод №1 (ф.19)	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4 ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12						активная	1,3	1,8				
									реактивная	1,9	3,0					
10	НПС «Самара-1», РП-4, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. №27, ввод-2 (ф.44)	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Ктт=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4 ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12						активная	1,3	1,8				
									реактивная	1,9	3,0					

Погрешность СОЕВ не превышает ±5 с.

Примечание

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД 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 ТТ по ГОСТ 7746-2001, ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 30206-94, ГОСТ 31819.22-12 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 26035-83, ГОСТ 31819.23-12 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

5 В таблице 2 в графах 10 и 11, приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$); токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$); токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 0 до плюс 40° С.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк} от 0 до +40 от 0 до +40 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 2 35000 2 264599 0,5
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113,7 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и УСПД 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НПС «Самара-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	24 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	4 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	8 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4 ТМ.03М	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2 шт.
Сервер БД	HP ProLiant BL460	2 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Методика поверки	МП 26.51.43-05-3329074523-2018	1 экз.
Формуляр	АСВЭ 172.00.000 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-05-3329074523-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НПС «Самара-1». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 26 января 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 - в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.00И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ССВ-1Г - по документу «Источники частоты и времени/ серверы точного времени ССВ-1Г. Методика поверки.» ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-07).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих-кодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НПС «Самара-1», аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ» 12.01.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту НПС «Самара-1»

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

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Приволга» (АО «Транснефть - Приволга»)

ИНН 6317024749

Адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д.100

Телефон: 8 (846) 250-02-41

E-mail: privolga@sam.transneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная д.7А

Телефон: 8 (4922) 60-43-42

E-mail: info@autosysen.ru

Испытательный центр

ФБУ «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27; Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.