

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1337 от 19.06.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих автоматизированных функций:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- вычисление и представление результатов измерений за выбранный отчетный период по отдельным измерительным каналам (ИК) и группам точек измерений;
- вычисление потребленной электрической мощности по отдельным объектам, усредненной за выбранный интервал;
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- ежесуточное резервирование баз данных на внешних носителях;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений по запросу со стороны интегрированной автоматизированной системы управления коммерческим учетом АО «АТС» в соответствии с процедурой контрольного доступа и форматом запроса данных;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Каждый ИК состоит из трансформаторов напряжения и тока, счетчика электроэнергии, оборудования приема-передачи, коммутационного оборудования, АРМ и серверов.

Первый уровень АИИС КУЭ (аппаратное оборудование НПС), включает:

- оборудование информационно-измерительных комплексов (ИИК): измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, микропроцессорные счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии, установленные на объектах, указанные в таблице 2;
- оборудование приема-передачи информации: шлюз-концентратор, коммутатор Ethernet, маршрутизатор, спутниковый модем (с тарельчатой антенной), модем коммутируемый;

- вспомогательное оборудование: источник бесперебойного питания, переключатель резервного питания, средства защиты от импульсных помех и перенапряжений информационных линий, блок питания, вводные автоматы защиты и коммутационное оборудование, средства компоновки и защиты оборудования (шкаф) и аппаратура термоконтроля.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках измерений с заданной дискретностью измерений (30 минут), хранение и передачу информации на верхний уровень АИИС КУЭ.

Второй (верхний) уровень АИИС КУЭ включает в себя «Центр сбора и обработки данных» ОАО «АК «Транснефть», автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров (операторов АИИС КУЭ), программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности.

Состав измерительной информации на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS485) поступает на шлюз-концентратор и через сети передачи данных ОАО «Связьтранснефть» передается в сервер «Центра сбора и обработки данных» ОАО «АК «Транснефть» (г. Москва).

На верхнем (втором) уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации - вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Пользователям «АК «Транснефть» и ОАО «Сибнефтепровод» предоставляется Веб-доступ к результатам измерений. Данный уровень АИИС КУЭ является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ОАО «АК «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 ОРЭ 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» (Госреестр № 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 оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию системных часов компонентов измерительной системы с единым календарным временем, установленным для часового пояса города Москвы. СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы. Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Синхронизация часов второго уровня АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается серверами синхронизации времени ССВ-1Г.

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 TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакеты и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере втором уровне АИИС КУЭ.

Сличение времени счетчиков с часами второго уровня АИИС КУЭ происходит с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится один раз в сутки при расхождении часов счетчика с часами второго уровня АИИС КУЭ более чем на ± 1 с.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. 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».

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Перечень ИК, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Измерительный канал (присоединение)	Вид энергии отпуск/при ем (А - активная, R - реак- тивная)	Электро- счетчик		Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения			
			Тип счетч ика	Кл. точно сти	Тип	Кл. точно сти	Ктт	Уст. фазы АВС	Тип	Кл. точно сти	Ктн	Уст. фазы АВС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НПС «Пур-пе»												
1	ПС 110/10 кВ НПС "Пур-Пе", ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.3, Ввод №1	Апр.	СЭТ- 4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ- СЭЩ- 10-21 (3 шт.)	0,5S	1500/ 5	АВС	ЗНОЛ- СЭЩ-10- 0,5 /3-75 /100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{10000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	АВС
		Аот.		0,5								
		Рпр.										
		Рот.										

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	ПС 110/10 кВ НПС "Пур-Пе", ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.33, Ввод №2	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	1500/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5 /3-75 /100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{10000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аот.										
		Рпр.										
		Рот.										
3	ПС 110/10 кВ НПС "Пур-Пе", ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	ABC	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аот.										
		Рпр.										
		Рот.										
4	ПС 110/10 кВ НПС "Пур-Пе", ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	ABC	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аот.										
		Рпр.										
		Рот.										
НПС «Вынгапур» (Промежуточная)												
5	ПС 110/10 кВ НПС-2 "Промежуточная", ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1, Ввод №1	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	1500/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5 /3-75 /100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{10000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аот.										
		Рпр.										
		Рот.										
6	ПС 110/10 кВ НПС-2 "Промежуточная", ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.31, Ввод №2	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	1500/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5 /3-75 /100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{10000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аот.										
		Рпр.										
		Рот.										
7	ПС 110/10 кВ НПС-2 "Промежуточная", ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	ABC	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аот.										
		Рпр.										
		Рот.										
8	ПС 110/10 кВ НПС-2 "Промежуточная", ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	ABC	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аот.										
		Рпр.										
		Рот.										
НПС «Самотлор»												
9	НПС-1 площадки приема и смешения нефти на НПС "Самотлор", ЗРУ-6кВ, ввод №1 яч. №27	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	600/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-6-0,5/3-50/100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{6000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Рпр.		0,5								
10	НПС-1 площадки приема и смешения нефти на НПС "Самотлор", ЗРУ-6кВ, ввод №2 яч. №1	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	600/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-6-0,5/3-50/100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{6000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Рпр.		0,5								

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом, установленным в ОАО «Сибнефтепровод» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Все средства измерений, являющиеся компонентами ИК АИИС КУЭ, внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации.

ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений. Метрологические характеристики ИИК определяются классом точности ТТ, ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчиков.

Средства передачи и хранения данных, входящие в состав АИИС КУЭ, метрологической поверке не подлежат.

В Таблице 3 приведены основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Класс точности		Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений энергии, %		
Трансформатор				Счетчик	активной	реактивной
тока	напря- жения	I, % от I _{ном}	cosφ			
0,2S	0,2	0,2S/0,5	5	1	0,68	не нормируется
			20		0,47	
			100		0,47	
			5	0,5 инд	1,25	1,26
			20		0,94	0,82
			100		0,94	0,82
			5	0,8 емк	0,87	1,44
			20		0,63	0,99
			100		0,63	0,99
0,5S	0,5	0,2S/0,5	5	1	1,12	не нормируется
			20		0,85	
			100		0,85	
			5	0,5 инд	2,96	1,76
			20		2,18	1,25
			100		2,18	1,25
			5	0,8 емк	1,66	2,58
			20		1,24	1,86
			100		1,24	1,86

В таблице 4 приведены основные технические характеристики ИК

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Количество измерительных каналов	10
Количество АРМ пользователей	5
Условия эксплуатации: - диапазон первичного напряжения, % от U _{ном} - диапазон силы первичного тока, % от I _{ном} - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающего воздуха, °С для ТТ и ТН для электросчетчиков для аппаратуры передачи и обработки данных - относительная влажность окружающего воздуха, % для ТТ, ТН и аппаратуры передачи и обработки данных для электросчетчиков - атмосферное давление, мм рт.ст. - параметры электропитания для аппаратуры передачи и обработки данных: напряжение, В частота, Гц	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} (50±0,2) от -5 до +25 от -20 до +30 от +15 до +25 (70±5) от 40 до 60 (750±30) (220±22) (50±0,2)

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина архивирования данных по точкам измерений: получасовые приращения электроэнергии, месяцев, не менее	18
суточные, лет, не менее	3
месячные, лет, не менее	5
Режим эксплуатации	непрерывный
Средняя наработка на отказ блоков верхнего уровня при круглосуточной работе, ч, не менее	45000
Средний срок службы АИИС КУЭ, лет	20

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 использования цифровой подписи), установка пароля на счетчик, установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование и тип	Номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10-21	32139-11	18
Трансформаторы тока ТВГ-110-0,2S	22440-07	12
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5/3-75/100 У2	35956-07	12
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6-0,5/3-50/100 У2	35956-07	6
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	12
Счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	10
Источник частоты и времени/ сервер синхронизации времени ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер MOXA NPort 5100	-	3
Коммутатор EDG-6528	-	1
Маршрутизатор Cisco 1841	-	1
Порт-сервер TS16 MEI-RS-232/422/485	-	2
Сервер опроса HP ProLiant DL 380	-	11
Сервер БД HP ProLiant DL 580	-	2
Сервер приложений HP ProLiant DL 380	-	2
Сервер www100 системы Web доступа HP ProLiant DL 360	-	2
Сервер MS SQL системы Web доступа HP ProLiant DL 360	-	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
МП 49562-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в границах ОАО «Сибнефтепровод» в части объектов «Трубопроводной системы НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор». Методика поверки» с изменением № 1	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 49562-12 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор». Методика поверки» с изменением №1, утвержденному ФБУ «Тюменский ЦСМ» 10.03.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- средства поверки источника частоты и времени/ сервер синхронизации времени ССВ-1Г в соответствии с методикой поверки ЛЖАР.468150.003-08 МП «Источники частоты и времени/ серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- прибор электроизмерительный эталонный многофункциональный «Энергомонитор 3.1К», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 35427-07;
- переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы;
- эталонные сигналы частоты и времени ГСВЧ РФ тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ» (Свидетельство № 0000592). Погрешность синхронизации системного времени тайм-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает ± 10 мкс.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор».

Сведения о методиках (методах) измерений

«Электроэнергия и мощность. Методика измерений с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части объектов НПС «Пур-Пе-2». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1151/01.00248-2014/2017 от 10.03.2017 г.

«Электроэнергия и мощность. Методика измерений с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части объектов НПС «Самотлор». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1152/01.00248-2014/2017 от 10.03.2017 г.

«Электроэнергия и мощность. Методика измерений с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части объектов НПС «Вынгапур». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1153/01.00248-2014/2017 от 10.03.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор»

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

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

ИНН 7201000726

Адрес: 625048, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, 139

Тел./факс: (3452) 32-27-10

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Тел. (3452) 20-62-95

Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <http://www.csm72.ru>

E-mail: mail@csm72.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311495 от 03.02.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.