

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Бачкун»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Бачкун» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики) по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее - УСВ-2).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (СБД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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 мин. 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 входы 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 дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

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 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 ПАО «Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую АИИС КУЭ 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 (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы счетчиков, УСПД, СБД АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени на уровне ИВК используются два сервера синхронизации времени ССВ-1Г (основной и резервный), входящие в состав центра сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ПАО «Транснефть». 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 ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление времени на сервере ИВК.

В качестве устройства синхронизации времени на уровне ИВКЭ используется УСВ-2. Коррекция внутренних часов УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля с погрешностью ± 1 мс.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при обращении к счетчикам. Коррекция показаний часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

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 ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят модули, 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».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.
Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность %	Погрешность в рабочих условиях %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЛПДС «Бачкун», НПС «Бачкун-1» ЗРУ-10кВ, 1 СШ, яч.5, ввод №1	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 226; Зав. № 158; Зав. № 215	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 15523; Зав. № 15424; Зав. № 15422	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108059031	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
2	ЛПДС «Бачкун», НПС «Бачкун-1» ЗРУ-10кВ, 2 СШ, яч.17, ввод №2	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 230; Зав. № 240; Зав. № 133	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 15477; Зав. № 15484; Зав. № 15469	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109053094	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
3	ЛПДС «Бачкун», НПС «Бачкун-1» ЗРУ-10кВ, 3 СШ, яч.25, ввод №3	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 312; Зав. № 223; Зав. № 262	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 14623; Зав. № 14615; Зав. № 14194	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108055051	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ЛПДС «Бачкун», НПС «Бачкун-1» ЗРУ-10кВ, 4 СШ, яч.38, ввод №4	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 12028; Зав. № 205; Зав. № 162	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 11404; Зав. № 11408; Зав. № 11405	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109052118	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
9	ЛПДС «Бачкун», НПС «Бачкун-1» ЗРУ-10кВ, 2 СШ, яч.13	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 7777; Зав. № 7772; Зав. № 7774	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 15477; Зав. № 15484; Зав. № 15469	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108059206	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,8
34	ЛПДС «Бачкун», НПС «Бачкун-2» ЗРУ-10кВ, 5 СШ, яч.5, ввод №5	ТОЛ-СЭЩ-10-31 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 04945-16; Зав. № 04944-16; Зав. № 04942-16	НАЛИ-СЭЩ-10-3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 00136-16	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803160508	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
37	ЛПДС «Бачкун» НПС «Бачкун-2» ЗРУ-10кВ, 5 СШ, яч.10, Тр-р №21Т1В	ТОЛ-СЭЩ-10-72 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 05044-16; Зав. № 04948-16; Зав. № 05048-16	НАЛИ-СЭЩ-10-3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 00136-16	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803160139	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
41	ЛПДС «Бачкун» НПС «Бачкун-2» ЗРУ-10кВ, 6 СШ, яч.19, ввод №6	ТОЛ-СЭЩ-10-31 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 04947-16; Зав. № 04946-16; Зав. № 04943-16	НАЛИ-СЭЩ-10-3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 00137-16	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0809151361	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ЛПДС «Бачкун» НПС «Бачкун-2» ЗРУ-10кВ, 6 СШ, яч.24, Тр-р №21Т2В	ТОЛ-СЭЩ-10-72 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 05045-16; Зав. № 05043-16; Зав. № 05047-16	НАЛИ-СЭЩ-10-3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 00137-16	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803160543	СИКОН С70 Зав. № 07683	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Примечания:

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. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 -4, 9, 34, 37, 41, 44 от плюс 5 до плюс 35 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения аппаратуры передачи и обработки данных, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.03 - СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>90000</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счётчика:
 - 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Бачкун» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-05	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-03	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-31	51623-12	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-72	51623-12	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10 У3	3344-04	12
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10-3	51621-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	4
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	1
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-086-2017	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-086-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Бачкун». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 23.03.2017 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 без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 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.;
- УСВ-2 - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ.237.00.001 И», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Бачкун», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Бачкун»

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 «УралЭнергоСервис»

(ООО «УралЭнергоСервис»)

ИНН 0275041202

Адрес: 450022, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ст. Злобина, д. 6

Телефон: (347) 248-12-28

Факс: (347) 248-10-04

E-mail: ues@ues-ufa.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2

Телефон: (985) 992-27-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495)437-55-77

Факс: (495)437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.