

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 823 от 19.04.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ реализована в объеме первой пусковой очереди и представляет собой многофункциональную трёхуровневую 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) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера СИКОН С70 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы «Транснефть» и включает в себя сервер опроса и баз данных (СБД), программное обеспечение на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (регистрационный № 39485-08), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные фазные 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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Измерительная информация со счетчика электроэнергии передается без учета коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения. Счетчик электроэнергии на выходе формирует результаты измерений:

- активной и реактивной электрической энергии, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.;

- среднюю на интервале времени 30 мин активную (реактивную) электрическую мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на верхний уровень, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Передача данных от УСПД на СБД осуществляется по резервируемой транспортной сети АО «Связьтранснефть». В качестве основного канала связи используется сеть SDH, в качестве резервного - спутниковая связь. Переход на резервный канал связи осуществляется автоматически при отсутствии связи по основному каналу. Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в СБД. В СБД выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ) через каналы связи интернет-провайдеров.

Также, в СБД может поступать измерительная информация по всем АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» от смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, по каналам связи сети Internet в формате xml-файлов.

Данные хранятся в сервере базы данных. 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 электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных. ИВК 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.

Передача информации от СБД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» (с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» и АИИС КУЭ смежных субъектов) с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Синхронизация времени часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается серверами синхронизации времени ССВ-1Г (регистрационный № 39485-08). 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 времени на сервере ИВК.

Сравнение показаний часов УСПД с часами СБД производится при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и СБД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до СБД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

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

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 2. 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 признаки | Значение |
|---|---|
| Идентификационное наименование ПО | ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | не ниже 7.1 |
| Цифровой идентификатор ПО | СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ - метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 - 4, 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 приведен в таблице 2, метрологические характеристики - в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер ИК | Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения | Состав измерительных каналов | | | | Наименование измеряемой величины | Вид энергии | | | | | | | | | |
|----------|--|--|--|----------------|--|----------------------------------|-------------|-------------------------------|--|------------------------|---|------------|-------|-------------------------------|--|------------------------|
| | | Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. № СИ | Обозначение, тип | | К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{Сч} | | | УСПД | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | | | | | | | |
| 1 | НПС-18, ЗРУ-10 кВ, Ввод №1, 1С 10 кВ, яч.№3 | ТТ | КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 37544-08 | | A | ТШЛ-СЭЦ-10 | 60000 | СИКОН С 70 Рег. № 28822-05 | Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная | Активная Реактивная | | | | | | |
| | | | | | B | ТШЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | |
| | | | | | C | ТШЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | |
| | | ТН | КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07 | | A | ЗНОЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | |
| | | | | | B | ЗНОЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | |
| | | | | | C | ЗНОЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | |
| | | Счетчик | КТ = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 Рег. № 36697-08 | | СЭТ-4ТМ.03М.01 | | | | | | | | | | | |
| | | 2 | НПС-18, ЗРУ-10 кВ, Ввод №2, 2С 10 кВ, яч.№27 | ТТ | КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 37544-08 | | | | | | A | ТШЛ-СЭЦ-10 | 60000 | СИКОН С 70 Рег. № 28822-05 | Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная | Активная Реактивная |
| | | | | | | | | | | | B | ТШЛ-СЭЦ-10 | | | | |
| | | | | | C | ТШЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | |
| ТН | КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07 | | | A | ЗНОЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | | |
| | | | | B | ЗНОЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | | |
| | | | | C | ЗНОЛ-СЭЦ-10 | | | | | | | | | | | |
| Счетчик | КТ = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 Рег. № 36697-08 | | | СЭТ-4ТМ.03М.01 | | | | | | | | | | | | |

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

| Номер ИК | Диапазон значений силы тока | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК | | | | | |
|----------------------------------|--|---|-----------------|----------------|--|-----------------|----------------|
| | | Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), % | | | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), % | | |
| | | $\cos j = 1,0$ | $\cos j = 0,87$ | $\cos j = 0,5$ | $\cos j = 1,0$ | $\cos j = 0,87$ | $\cos j = 0,5$ |
| (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S) | $0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$ | 2,1 | 2,4 | 4,9 | 2,4 | 2,7 | 5,1 |
| | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | 1,2 | 1,5 | 3,1 | 1,7 | 2,0 | 3,4 |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | 1,0 | 1,2 | 2,3 | 1,6 | 1,7 | 2,7 |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | 1,0 | 1,2 | 2,3 | 1,6 | 1,7 | 2,7 |

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

| Номер ИК | Диапазон значений силы тока | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК | | | |
|---------------------------------|------------------------------------|---|---------------------------------------|--|------------------------------------|
| | | Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), % | | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), % | |
| | | $\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$) | $\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$) | $\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$) | $\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$) |
| (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0) | $0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$ | 5,1 | 2,5 | 6,0 | 3,9 |
| | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | 3,4 | 1,9 | 4,6 | 3,5 |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | 2,5 | 1,5 | 4,0 | 3,4 |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | 2,5 | 1,5 | 4,0 | 3,4 |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. Измерительные каналы включают измерительные ТТ по ГОСТ 7746-2001, измерительные ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии.

3. Допускается замена УСПД, измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Количество измерительных каналов | 2 |
| Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos j$ - температура окружающей среды, °С | 98 до 102 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25 |

Окончание таблицы 5

| Наименование характеристики | Значение |
|--|---|
| <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 Сервера БД, °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 +50</p> <p>от +10 до +30</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: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - 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>140000</p> <p>168</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>45000</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 электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной 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>113</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p> |

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений передается по основному (коммутируемому) и резервному (спутниковому) каналам связи;

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;
- несанкционированный доступ.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование;
- пароль на счетчике;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным

данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- 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 учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь) представлена в таблицеб.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь)

| Наименование (обозначение) изделия | Количество, шт. |
|--|-----------------|
| Трансформатор тока ТШЛ-СЭЦ-10 | 6 |
| Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10 | 6 |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М | 2 |
| Устройства сбора и передачи данных «СИКОН С70» | 1 |
| Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г | 2 |
| Методика поверки МП 51402-12 с изменением № 1 | 1 |
| Формуляр | 1 |
| Инструкция по эксплуатации | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 51402-12 с изменением № 1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 26.01.2017 г.

Основные средства поверки:

- Трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- УСПД «СИКОН С 70» - в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 году.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до +60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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) оттиска 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 ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-18 (1-ая пусковая очередь)

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 «Транснефть - Восток»

(ООО «Транснефть - Восток»)

ИНН: 3801079671

Адрес: 665734, Иркутская обл., г. Братск, ж.р. Энергетик, ул. Олимпийская, д. 14

Телефон/факс: (3953) 300-774, 300-639 / (3953) 300-703, 300-704, 300-705

E-mail: vsmn@vsmn.transneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика» (ООО «Стройэнергетика»)

Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4

Тел.: 7 (926) 786-90-40

E-mail: Stroyenergetika@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.