

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-4

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-4 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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 (далее – счетчики), 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), устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места оператора, программное обеспечение (ПО) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – центр сбора и обработки информации ООО «Газпром энерго» (далее – ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения из состава ИВК «АльфаЦЕНТР» (Рег. номер 44595-10). ЦСОИ включает в себя каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места ООО «Газпром энерго» и АРМ АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВКЭ, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация 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 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;

- хранение результатов измерений в базе данных;

- передачу результатов измерений в ИВК.
- синхронизацию (коррекцию) времени в УСПД и коррекцию времени в счетчиках; ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:
- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии и УСПД;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до УСПД;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от УСПД до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы ЦСОИ, УСПД и счетчиков. ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа. Синхронизация часов ЦСОИ с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. УССВ-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со

шкалой времени UTC(SU) и часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. Синхронизация часов УСПД с УССВ-2 происходит при расхождении более чем на ± 1 с. При каждом опросе счетчиков УСПД определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ЦСОИ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство. При нарушении в приеме сигналов точного времени УСПД, коррекцию времени в ИВКЭ и (или) счетчиках может производить уровень ИВК (ЦСОИ).

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 таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование программного обеспечения | ac_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | не ниже 12.1 |
| Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5) | 3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54 |

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

| № ИК | Наименование ИК | ТТ | ТН | Счетчик | УСПД/УССВ/Сервер |
|------|--|--|---|---|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.11 | ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63 | НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094- 87 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | УСПД RTU-327 Рег № 41907-09; УССВ-2 Рег № 54074-13; ЦСОИ |
| 2 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.13 | ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63 | НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094- 87 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | |

Окончание таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|--|---|---|---|--|
| 3 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.15 | ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63 | НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094- 87 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | УСПД RTU-327 Рег № 41907-09; УССВ-2 Рег № 54074-13; ЦСОИ |
| 4 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.17 | ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63 | НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094- 87 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | |
| 5 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.10 | ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-08 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | |
| 6 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.12 | ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | |
| 7 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.14 | ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | |
| 8 | ПС 110 кВ УГП-4, ЗРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.18 | ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70 | AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17 | |

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и 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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

| ИК №№ | cos j | $I_2 \leq I_{изм} < I_5$ | | $I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$ | | $I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$ | | $I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$ | |
|---------------|-------|--------------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------|
| | | $\delta_{w_0}^A$ % | $\delta_{w_0}^P$ % | $\delta_{w_0}^A$ % | $\delta_{w_0}^P$ % | $\delta_{w_0}^A$ % | $\delta_{w_0}^P$ % | $\delta_{w_0}^A$ % | $\delta_{w_0}^P$ % |
| 5 | 0,50 | ±2,3 | ±2,0 | ±1,9 | ±1,9 | ±1,5 | ±1,3 | ±1,5 | ±1,3 |
| | 0,80 | ±1,7 | ±2,4 | ±1,4 | ±2,1 | ±1,1 | ±1,6 | ±1,1 | ±1,6 |
| | 0,87 | ±1,6 | ±2,6 | ±1,4 | ±2,3 | ±1,0 | ±1,8 | ±1,0 | ±1,8 |
| | 1,00 | ±1,4 | - | ±0,9 | - | ±0,9 | - | ±0,9 | - |
| 1, 2, 3, 4 | 0,50 | - | - | ±5,4 | ±2,9 | ±2,8 | ±1,7 | ±2,0 | ±1,4 |
| | 0,80 | - | - | ±3,0 | ±4,5 | ±1,6 | ±2,4 | ±1,2 | ±1,9 |
| | 0,87 | - | - | ±2,6 | ±5,5 | ±1,4 | ±2,9 | ±1,1 | ±2,2 |
| | 1,00 | - | - | ±1,8 | - | ±1,1 | - | ±0,9 | - |
| 6, 7, 8 | 0,50 | - | - | ±5,5 | ±3,0 | ±3,0 | ±1,8 | ±2,3 | ±1,5 |
| | 0,80 | - | - | ±3,0 | ±4,6 | ±1,7 | ±2,6 | ±1,4 | ±2,1 |
| | 0,87 | - | - | ±2,7 | ±5,6 | ±1,5 | ±3,1 | ±1,2 | ±2,4 |
| | 1,00 | - | - | ±1,8 | - | ±1,2 | - | ±1,0 | - |

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

| ИК №№ | cos j | $I_2 \leq I_{изм} < I_5$ | | $I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$ | | $I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$ | | $I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$ | |
|---------------|-------|--------------------------|----------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------|----------------|-------------------------------------|----------------|
| | | δ_w^A % | δ_w^P % | δ_w^A % | δ_w^P % | δ_w^A % | δ_w^P % | δ_w^A % | δ_w^P % |
| 5 | 0,50 | ±2,7 | ±3,2 | ±2,3 | ±3,2 | ±2,1 | ±3,0 | ±2,1 | ±3,0 |
| | 0,80 | ±2,1 | ±3,5 | ±2,0 | ±3,4 | ±1,7 | ±3,1 | ±1,7 | ±3,1 |
| | 0,87 | ±2,1 | ±3,7 | ±1,9 | ±3,5 | ±1,7 | ±3,2 | ±1,7 | ±3,2 |
| | 1,00 | ±2,0 | - | ±1,2 | - | ±1,2 | - | ±1,2 | - |
| 1, 2, 3, 4 | 0,50 | - | - | ±5,6 | ±3,9 | ±3,1 | ±3,1 | ±2,4 | ±3,0 |
| | 0,80 | - | - | ±3,3 | ±5,2 | ±2,1 | ±3,6 | ±1,8 | ±3,2 |
| | 0,87 | - | - | ±3,0 | ±6,1 | ±2,0 | ±3,9 | ±1,7 | ±3,4 |
| | 1,00 | - | - | ±2,0 | - | ±1,3 | - | ±1,2 | - |
| 6, 7, 8 | 0,50 | - | - | ±5,7 | ±4,0 | ±3,3 | ±3,2 | ±2,6 | ±3,1 |
| | 0,80 | - | - | ±3,3 | ±5,3 | ±2,2 | ±3,7 | ±1,9 | ±3,4 |
| | 0,87 | - | - | ±3,0 | ±6,2 | ±2,0 | ±4,1 | ±1,8 | ±3,6 |
| | 1,00 | - | - | ±2,0 | - | ±1,4 | - | ±1,3 | - |

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| Количество измерительных каналов | 8 |
| Нормальные условия: - ток, % от $I_{ном}$ - напряжение, % от $U_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С: | от (2) 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25 |
| Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: - ток, % от $I_{ном}$ - напряжение, % от $U_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков и УСПД - для сервера | от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25 |
| Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут | 30 |
| Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут | 30 |
| Формирование XML-файла для передачи внешним системам | Автоматическое |
| Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов | Автоматическое |
| Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 100 3,5 |

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВКЭ и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на ЦСОИ.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра МРЕК.411711.053.3.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-4. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средств измерений

| Наименование | Обозначение | Количество, шт. |
|---|--------------------------|-----------------|
| Трансформаторы тока | ТЛО-10 | 2 |
| Трансформаторы тока | ТВЛМ-10 | 14 |
| Трансформаторы напряжения | НАМИ-10 | 1 |
| Трансформаторы напряжения | НТМИ-6-66 | 1 |
| Счетчики | AS1440-512-RAL-P3W-B | 8 |
| УСПД | RTU-327 | 1 |
| ИВК | АльфаЦЕНТР | 1 |
| СОЕВ | УССВ-2 | 1 |
| Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УГП-4. Формуляр | МРЕК.411711.053.3.ФО | 1 |
| Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УГП-4. Методика поверки | МП-217-RA.RU.310556-2019 | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП-217-RA.RU.310556-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-4. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 12.08.2019 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814);
- устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (Рег. № 56465-14);
- для поверки измерительных компонентов, входящих в состав АИИС КУЭ применяются средства поверки, указанные в методиках поверки, утвержденных при утверждении типа измерительных компонентов.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-4» Свидетельство об аттестации методики измерений № 481-RA.RU.311735-2019 от 12.08.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-4

ГОСТ Р 8.596-2002 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 государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.