

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1038 от 04.06.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации системного времени МИР РЧ-02 (далее – УССВ), каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» и АРМ АО «Газпром энергосбыт», подключенный к базе данных ИВК АИИС КУЭ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» при помощи удаленного доступа по сети Internet.

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 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 на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.
- средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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.

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.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS/ГЛОНАСС. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов на уровне ИВК выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем на ± 1 с. Коррекция часов УСПД выполняется автоматически при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчика проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» 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 «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ MirServsbor.msi	Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ EnergyRes.msi	Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.1	2.5	2.0.9.0
Цифровой идентификатор ПО	7d30b09bbf536b7f45db 352b0c7b7023	55a532c7e6a3c30405d7 02554617f7bc	6dcfa7d8a621420f8a52 b8417b5f7bbc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	MD5

Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР, в состав которых входит ПО, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений за № 36357-13.

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 ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ		Основ- ная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих усло- виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Снежная- Фоминская 1	ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТТ 500/5 Рег. № 22440-02	НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6
2	ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Снежная- Фоминская 2	ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТТ 500/5 Рег. № 22440-02	НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6
3	ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Фоминская-Югра- 1	ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТТ 500/5 Рег. № 22440-02	НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6
4	ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Фоминская-Югра- 2	ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТТ 500/5 Рег. № 22440-02	НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ- 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТТ 500/5 Рег. № 22440-02	НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
6	ПС 110 кВ ПП Хантос, ОРУ 110 кВ, яч.110 ЮП ГТЭС 1	ТВГ-110 Кл. т. 0,2 КТТ 500/5 Рег. № 22440-07	СРВ-123 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
7	ПС 110 кВ ПП Хантос, ОРУ 110 кВ, яч.110 ЮП ГТЭС 2	ТВГ-110 Кл. т. 0,2 КТТ 500/5 Рег. № 22440-07	СРВ-123 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактив- ная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
8	ПС 110 кВ Выкатная, ОРУ 35 кВ, 1С-35 кВ, яч.2 Куст-30-1, ВЛ 35 кВ К-30-1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 26418-04	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	активная реактив- ная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
9	ПС 110 кВ Выкатная, ОРУ 35 кВ, 2С-35 кВ, яч.4 Куст-30-2, ВЛ 35 кВ К-30-2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 26418-04	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактив- ная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +55 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 165000 2 82500 1 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - 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 Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

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.
- журнал 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

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 АИИС КУЭ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» 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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТВГ-110 УХЛ2	15
Трансформатор тока	ТВГ-110	6
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-ХЛ1	6
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-35	3
Трансформатор тока	GIF40.5	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57ХЛ1	6
Трансформатор напряжения	СРВ-123	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	7
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСПД	МИР УСПД-01	5
Устройство синхронизации времени	МИР РЧ-02	1
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1
Методика поверки	МП 206.1-028-2017	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.417 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-028-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 01.02.2017 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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.;

- МИР УСПД-01 (Рег. № 27420-04) – по документу «Устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации» М02.109.00.000 РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.;
- МИР УСПД-01 (Рег. № 27420-08) – по документу «Устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМС» в декабре 2008 г.;
- МИР РЧ-02 (Рег. № 46656-11) – по документу «Радиочасы МИР РЧ-02. Методика поверки» М09.117.00.000МП;
- 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) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г. и в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС», в части ИК№ 10-12, аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательные центры

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

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

Телефон: 8 (495) 437-55-77

Факс: 8 (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.

В части вносимых изменений

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

(Редакция приказа Росстандарта № 1038 от 04.06.2020 г.)

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.