

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «КНПЗ-КЭН»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «КНПЗ-КЭН» (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, многоуровневую 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 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 RTU-327L (далее - УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ-2) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ЗАО «КНПЗ-КЭН», включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК ЗАО «КНПЗ-КЭН» при помощи удаленного доступа по сети Internet.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется от АРМ энергосбытовой организации по сети Internet в автоматическом режиме с использованием ЭЦП. АРМ энергосбытовой организации раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ-2, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УССВ-2 не более  $\pm 1$  с. УССВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ-2 более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражает: 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 «АльфаЦЕНТР» версии 14.05, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe	amrc.exe	amra.exe	cdbora2.dll	encryptdll.dll	alphamess.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v. 4.9.8.1					
Цифровой идентификатор ПО	582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239	b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений под № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

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	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТФМ-110 П У1 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 1475; Зав. № 1592; Зав. № 1590	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1481562; Зав. № 1481560; Зав. № 1481566	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804101140	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1
2	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТФМ-110 П У1 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 1583; Зав. № 1677; Зав. № 1594	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1481565; Зав. № 1481564; Зав. № 1481561	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804101120	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1
3	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3 («НПЗ-3»)	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 49143; ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 86931	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2507	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802146348	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.9	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 53792; Зав. № 55661	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2507	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804101147	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1
5	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11 («НПЗ-11»)	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 5925; Зав. № 5914	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2507	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812123228	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1
6	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.12 («НПЗ-12»)	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 2908; Зав. № 5919	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2507	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812123221	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1
7	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТЛК-10-5 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 08321; Зав. № 08540	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2507	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804101231	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1
8	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.30	ТЛК-10-5 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 08320; Зав. № 08519	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7082	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0804101133	RTU-327L Зав. № 010751	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,1

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.33 («НПЗ-33»)	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 78509; ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 86289	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7082	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812123590	RTU-327L Зав. № 010751	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
10	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.35	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 1941; Зав. № 1515	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7082	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803131115	RTU-327L Зав. № 010751	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
11	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.39 («НПЗ-39»)	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 43392; Зав. № 44623	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7082	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812123136	RTU-327L Зав. № 010751	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
12	ТП «НПЗ» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.41 («НПЗ-41»)	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 91549; Зав. № 91551	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7082	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812123234	RTU-327L Зав. № 010751	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

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 - 12 от минус 40 до плюс 60 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	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, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.03М.01 - СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 2 40000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, 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;

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) ЗАО «КНПЗ-КЭН» 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	ТФМ-110 П У1	16023-97	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформатор тока	ТЛК-10-5	9143-01	4
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	14205-94	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	7
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	41907-09	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	54074-13	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	-	1
Сервер БД	HP ProLiant ML110	-	1
Методика поверки	МП 206.1-046-2017	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-046-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «КНПЗ-КЭН». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 03 марта 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.03М.01 - 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» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 - 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 RTU-327L - по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УССВ-2 - по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;
- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- 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) ЗАО «КНПЗ-КЭН», 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) ЗАО «КНПЗ-КЭН»**

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 5261082487

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

Телефон: (4922) 22-21-62; Факс: (4922) 42-31-62

E-mail: [post@orem.su](mailto:post@orem.su)

#### **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](mailto:office@vniims.ru); Web-сайт: [www.vniims.ru](http://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.