

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2 (далее по тексту - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК», регистрационный №56008-13, ОАО «ННК» с Изменением № 1», регистрационный №56008-14 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные 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 – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер, GSM-модем, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), расположенные на каждом из предприятий, и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК передается посредством встроенного коммуникатора GSM С-1.02.01 по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ. Сервер ИВК осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС», региональные филиалы ОАО «СО ЕЭС» (РДУ) и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется от ИВК АИИС КУЭ по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и уровень ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC(SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера ИВК с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с помощью модуля ПО «Альфа ЦЕНТР» (АС\_Т) с использованием протокола NTP версии 4.0 в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков с сервером ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика выполняется автоматически при расхождении с часами сервера на величину  $\pm 2$  с., но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий коррективке.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2 используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	12.07.04.01	045761ae9e8e40c82b061937aa9c5b00	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		182cd539b83b8734c8387c22d72ffff9	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		f5df8fc01ad2da8cd818c668f5effd82	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		860d26cf7a0d26da4acb3862aaee65b1	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учёта электрической энергии «АльфаЦЕНТР» внесены в Государственный реестр средств измерений под регистрационным номером № 44595-10.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – 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 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2 и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИБК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ООО «Вяземский щебеночный завод»									
1	1	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-6кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф №1 от ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ»	ТПЛ-10с-(1)У3 Кл.т. 0,5 50/5 Зав.№ 2661130000001 Зав.№ 2661130000002	НТМИ-6(10)-1-УХЛ 2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 121	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107131918	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
2	2	ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ», РУ-6 кВ, Секция №1, яч. №2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав.№ 121 Зав.№ 122	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 241	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107131827		Ак- тивная	±1,3	±3,4
					Реак- тивная		±2,5	±5,8	
3	3	ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ», РУ-6 кВ, Секция №1, яч. №4	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ 312 Зав.№ 313		ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1109131318		Ак- тивная	±1,3	±3,4
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
4	4	ПС 35/6 кВ «ГПП-ЖБШ», РУ-6 кВ, Секция №2, яч. №14	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 201 Зав.№ 2960	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 19714	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107131890		Ак- тивная	±1,3	±3,4
						Реак- тивная	±2,5	±5,8	
5	5	ПС 35/10 кВ «Кайдаково», КРУН-10 кВ, 1 сек 10 кВ, яч. №1001	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№ 19329 Зав.№ 18778	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 5915	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1107131976	Ак- тивная	±1,3	±3,4	
						Реак- тивная	±2,5	±5,8	
6	6	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ «Гаражи»	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав.№ 009564 Зав.№ 010300 Зав. № 009119	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1108130479	Ак- тивная	±1,0	±3,3	
						Реак- тивная	±2,1	±5,7	
7	7	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ №1414 «Ст. Обезж.-2»	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ 021141 Зав.№ 021137 Зав. № 021142	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1109130542	Ак- тивная	±1,0	±3,3	
						Реак- тивная	±2,1	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	8	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ №1408 «Ст. Обезж.-1»	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ 021149 Зав.№ 021144 Зав.№ 021148	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1108130002	HP Pro- liant DL160 Gen8 E5- 2603 Зав.№ CZJ3070 LRY	Ак- тивная	±1,0	±3,3
							Реак- тивная	±2,1	±5,7
9	9	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ №1403 «Биофилтра»	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№ 011484 Зав.№ 011487 Зав.№ 011482	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1109130417		Ак- тивная	±1,0	±3,3
							Реак- тивная	±2,1	±5,7
10	10	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ «Жил. Посе- лок»	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ 021151 Зав.№ 021147 Зав.№ 021143	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 1108130366	Ак- тивная	±1,0	±3,3	
							Реак- тивная	±2,1	±5,7

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1)  $U_n$ ; ток (0,02 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos\phi = 0,9$  инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающей среды: (20±5) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1)  $U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока – (0,02(0,05) – 1,2)  $I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 50 °С;

– относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 35 °С;

– атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха для счетчиков – от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

– атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 20 °С;

– атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5 °С до плюс 35 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера ИВК на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «ННК» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью выделенного канала связи сети Интернет по электронной почте или с помощью сотовой связи

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- – коррекции времени в счетчике и сервере;
- – пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервер ИВК;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
  - сервер ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2 типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	29390-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы тока классов точности 0,5; 0,5S; 1,0	Т-0,66	51516-12	15
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6(10)	50058-12	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	50460-12	10
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 56008-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2014 г.

Перечень основных средств 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»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК - по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 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 -20 до +60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ННК» с Изменением № 1, № 2»**

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО «Транссервисэнерго»

Юридический адрес: 121552, Российская Федерация, г. Москва, ул. Ярцевская, д. 34, стр.1

Почтовый адрес: 119296, Российская Федерация, г. Москва, Ленинский проспект, д. 64а

Тел.: (495) 380-37-70

Факс: (4922) 380-37-70

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»

(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Тел.: 8(495) 640-96-09

E-mail: [info@en-st.ru](mailto:info@en-st.ru)

**Испытательный центр**

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

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

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [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

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.