

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ДЭК» ПС «Хани» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Хани-Хани-2»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ДЭК» ПС «Хани» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Хани-Хани-2» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746 - 2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 - 2001 и счетчика активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 по ГОСТ 52425-05 (в части реактивной электроэнергии), вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Счетчик электрической энергии обеспечен энергонезависимой памятью для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 45 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров.

Второй уровень – информационно - вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) созданный на базе устройства сбора и передачи данных, типа RTU-325L (далее – УСПД), устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ, на базе УСПД) и коммутационного оборудования.

УСПД обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно - вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 45 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Третий уровень – ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;

- хранение информации в базах данных серверов ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет.

ИВК входит в Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (далее – АИИС КУЭ ЕНЭС) (Рег. №. 59086-14). ИВК включает в себя центры сбора и обработки данных (далее – ЦСОД), радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (Рег. № 40586-12), аппаратуру приема-передачи данных и технические средства для организации локальной вычислительной сети (далее – ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС используется специализированное программное обеспечение (далее - СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС.

К серверу ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Четвертый уровень – ИВК ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (далее – ИВК ПАО «ДЭК») обеспечивает выполнение следующих функций:

- получение информации от ИВК в формате макета 80020;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК ПАО «ДЭК» состоит из ЦСОД ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания», программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», а также устройства синхронизации системного времени типа УССВ.

К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй, третий и четвертый уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на жидкокристаллическом индикаторе (далее - ЖКИ), выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Один раз в 30 минут, УСПД по запросу ИВК, предоставляет информацию в сервер уровня ИВК. Передача информации происходит по основному каналу связи IP сети передачи данных, через коммутатор Ethernet. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

ИВК ПАО «ДЭК» (четвертый уровень) один раз в сутки получает информацию за предыдущие сутки от третьего уровня – ИВК.

Передача информации происходит по основному каналу связи – глобальная компьютерная сеть Internet. Полученная информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», в формате XML, и автоматически пере-

дает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ.

Контроль времени в часах счетчика АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчика выполняется автоматически в случае расхождения часов счетчиков и УСПД на величину более ± 2 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации системного времени типа УССВ, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов УСПД выполняется ежесекундно.

В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС и ИВК ПАО «ДЭК» используется устройство синхронизации системного времени типа РСТВ-01 и УССВ, принимающие сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов серверов ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС и ИВК ПАО «ДЭК» выполняется ежесекундно по сигналам РСТВ-01 и УССВ, соответственно.

При длительном нарушении работы канала связи между и УСПД и счетчиком на длительный срок, часы счетчика корректируются от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с в сутки.

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

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера.

Программное обеспечение

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС, установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.00
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	D233ED6393702744469A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ИВК ПАО «ДЭК»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.01
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	ПС Хани, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Хани-Хани-2»	ТФНД-35М Рег. № 3689-73 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 15462 ТФЗМ-35А Рег. № 26417-04 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 40034	ЗНОМ-35-65 Рег. № 912-70 Кл. т. 0,5 35000:ÖВ/100:ÖВ Зав. № 1229435; 1313801; 997347	А1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857 - 06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01179231	RTU-325L Рег. № 37288-08 Зав. № 004488	активная, реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$				Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,1	1,3	1,4	2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	5,6	4,4	2,5	5,9	4,7	2,9
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,0	2,4	1,5	3,5	2,9	2,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,3	1,9	1,2	2,9	2,5	1,9

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3 Нормальные условия:

– параметры питающей сети: напряжение ($220 \pm 4,4$) В; частота ($50 \pm 0,5$) Гц;

– параметры сети: диапазон напряжения ($0,98-1,02$) $U_{н1}$; диапазон силы тока ($1,0-1,2$) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,87(0,5)$; частота ($50 \pm 0,5$) Гц;

– температура окружающего воздуха: ТТ от + 15 до + 35 °С; ТН от + 15 до + 35 °С; счетчиков: от + 21 до + 25 °С; УСПД от + 15 до + 25 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения ($0,9-1,1$) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока ($0,01(0,02)-1,2$) $I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5-1,0(0,6-0,87)$; частота ($50 \pm 0,5$) Гц;

– температура окружающего воздуха от - 40 до + 40 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) 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 $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0$ ($0,6-0,87$); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха от 0 до $+ 40$ °С;
- относительная влажность воздуха $(40-60)$ %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от $+ 10$ до $+ 30$ °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А 1800 – не менее 120000 ч.; среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч.;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч.;
- сервер ИВК ПАО «ДЭК» - среднее время наработки на отказ не менее $T=45000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_b=1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;
- журнал УСПД;
- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера;

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчика типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 45 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографическим способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
Трансформаторы тока ТФНД-35М	1
Трансформаторы тока ТФЗМ-35А	1
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	3
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	1
Устройства сбора и передачи данных RTU-325L	1
УССВ	1
РСТВ-01	1
ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС	1
ИВК ПАО «ДЭК»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64871-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ДЭК» ПС «Хани» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Хани-Хани-2». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2016 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»,

- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»,
- средства измерений по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» с изменениями от 2012.,
- РСТВ-01 – в соответствии с документом ПЮЯИ.468212.039РЭ «Радиосервер точного времени РСТВ-01. Руководство по эксплуатации», раздел 5 «Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 22 января 2009г.,
- УСПД RTU-325L – в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.,
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС – в соответствии с документом МП 59086-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» от 10 ноября 2014 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 со счетчиками АИИС КУЭ 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 %,
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ДЭК» ПС «Хани» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Хани-Хани-2», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИ-ИС КУЭ) ПАО «ДЭК» ПС «Хани» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Хани-Хани-2»

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

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».

Изготовитель

ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (ПАО «ДЭК»)

ИНН 2723088770

Адрес: 690090, Россия, Приморский край, г. Владивосток, ул. Тигровая, д. 19.

Тел.: +7 (423) 240-68-45

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»), г. Москва.

ИНН 7722844084

Адрес: 111024, Россия, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2.

Испытатель

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

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

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, 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. «____» _____ 2016 г.