

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Красноярской ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Республики Хакасия

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Красноярской ЖД – филиала ОАО "РЖД" в границах Республики Хакасия (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S; 0,5; 0,5S; 1,0 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа "Альфа Плюс" класса точности 0,5S (в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94), класса точности 1,0 (в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09, зав. № 000532), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) "Альфа-Центр", с помощью которого решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов;

3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности с учетом коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с. Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО "Альфа-Центр", включающее в себя модули "Альфа-Центр АРМ", "Альфа-Центр СУБД "Oracle", "Альфа-Центр Коммуникатор". С помощью ПО "Альфа-Центр" решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающее в себя модуль "Энергия Альфа 2". С помощью ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
"Альфа-Центр"	"Альфа-Центр АРМ"	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	MD5
"Альфа-Центр"	"Альфа-Центр СУБД "Oracle"	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	MD5
"Альфа-Центр"	"Альфа-Центр Коммуникатор"	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	MD5
"ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"	ПК "Энергия Альфа 2"	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ТП "Ташеба"						
1	В-10-ТРП-1 точка измерения № 1	ТОЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 55790; 55907; 56041 Госреестр № 07069-07	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 1168; 1168; 1168 Госреестр № 20186-05	A2R-3-0L-C25-T класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01104057 Госреестр № 14555-02	RTU-327 зав. № 000532 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
2	В-ТРП2-35/10 точка измерения № 2	ТОЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 56710; 56421 Госреестр № 07069-07	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 1432; 1432; 1432 Госреестр № 20186-05	A2R2-3L-C25-T класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01174774 Госреестр № 14555-02		активная реактивная
3	Фидер №1 10 кВ точка измерения № 3	ТОЛ-СЭЦ-10 класс точности 0,5S Ктт=150/5 Зав. № 21428-12; 21674-12 Госреестр № 32139-06	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 1168; 1168; 1168 Госреестр № 20186-05	A2R2-3L-C25-T класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01169731 Госреестр № 14555-02		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
ТП "Теба"						
4	Фидер №1 10 кВ точка измерения № 4	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=150/5 Зав. № 5551; 5552 Госреестр № 22656-07	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 1212; 1212; 1212 Госреестр № 20186-05	A2R2-3L-C25-T класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01169790 Госреестр № 14555-02	RTU-327 зав. № 000532 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
ТП "Югачи"						
5	Ввод 1Т 35 кВ точка измерения № 5	ТВТ-35 класс точности 1,0 Ктт=600/5 Зав. № 19173-А; 19173- В; 19173-С Госреестр № 22656-07	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 Зав. № 158453; 158451; 158449 Госреестр № 912-05	A2R-3-0L-C25-T класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01104069 Госреестр № 14555-02	RTU-327 зав. № 000532 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
6	Ввод 2Т 35 кВ точка измерения № 6	ТВ35-II ХЛ2 класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 3060-А; 3060-В; 3060-С Госреестр № 22656-07	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 Зав. № 158453; 158451; 158449 Госреестр № 912-05	A2R-3-0L-C25-T класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01103998 Госреестр № 14555-02		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1, 2, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	2,2	2,8	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	1,7	1,9	2,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,4	2,7	2,4	2,7	3,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	1,7	2,0	2,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,5	1,6	1,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
5 (ТТ 1,0; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,4	4,8	5,5	3,6	4,9	5,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	2,2	2,8	3,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,4	1,8	2,1	1,8	2,2	2,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)
1	2	3	4	5	6
1, 2, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,7	4,7	6,2	5,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	3,5	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,4	2,1	2,8	2,5
3 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,9	4,9	7,2	6,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,5	3,0	4,3	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	2,1	2,9	2,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,4	2,1	2,8	2,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	4,0	3,5	5,8	5,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,5	2,2	3,5	3,1
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,9	1,7	2,4	2,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,8	1,6	2,2	2,1
5 (ТТ 1,0; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	10,7	8,6	11,0	8,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	5,5	4,5	5,7	4,7
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	3,9	3,2	4,1	3,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - $(0,99 - 1,01)U_{Н}$;
- диапазон силы тока - $(0,01 - 1,2)I_{Н}$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; ИВКЭ - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии "Альфа Плюс":

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Красноярской ЖД – филиала ОАО "РЖД" в границах Республики Хакасия типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформаторы тока ТОЛ-10	5
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10	2
Трансформаторы тока ТЛЮ-10	2

Продолжение таблицы 5

1	2
Трансформаторы тока ТВТ-35	3
Трансформаторы тока ТВ35-II ХЛ2	3
Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95	12
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65	6
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД типа RTU-327	1
Счётчики электроэнергии многофункциональные типа Альфа	6
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1
Сервер управления НР ML 360 G5	1
Сервер основной БД НР ML 570 G4	1
Сервер резервный БД НР ML 570 G4	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1668/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Красноярской ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Республики Хакасия. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 19.09.2013 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" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков "Альфа Плюс" - по документу "Многофункциональные счётчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки";
- для УСПД RTU-327 – по документу "Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-327. Методика поверки"; утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2003 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе АУВП.411711.545.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Хакасэнерго" Красноярской железной дороги".

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Красноярской ЖД – филиала ОАО "РЖД" в границах Республики Хакасия

1. ГОСТ 22261-94 "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
2. ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".
3. ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".
4. ГОСТ 7746–2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
5. ГОСТ 1983–2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Российские Железные Дороги"
(ОАО "РЖД")

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

Тел.: (499) 262-60-55

Факс: (499) 262-60-55

e-mail: info@rzd.ru

<http://www.rzd.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел. (495) 620-08-38

Факс (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москва» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 г.
117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
тел.: 8(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11
Факс: (499) 124-99-96

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " ____ " _____ 2013 г.