

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Тамбовской области

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД – филиала ОАО "РЖД" в границах Тамбовской области (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 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа "ЕвроАльфа" класса точности 0,5S (в части активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005), 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. № 001514), 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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 5$  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                                  |

- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
  - 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 "Богоявленск" |  |  |   |   |  |                        |
| 1                | Ввод-2 27,5 кВ точка измерения № 1     | ТВДМ-35<br>класс точности 0,5<br>Ктт=750/5<br>Зав. № 6751А; 6751В<br>Госреестр № 3634-89                 | ЗНОМ-35-65<br>класс точности 0,5<br>Ктн=27500/√3/100/√3<br>Зав. № 1499870;<br>1491186<br>Госреестр № 912-70 | ЕА05RAL-P4В-3<br>класс точности 0,5S/1,0<br>Зав. № 01151512<br>Госреестр № 16666-97 | RTU-327<br>зав. № 001514<br>Госреестр № 41907-09 | активная<br>реактивная |
| 2                | Ввод-1 27,5 кВ точка измерения № 2     | ТВДМ-35<br>класс точности 0,5<br>Ктт=750/5<br>Зав. № 6788А; 6788В<br>Госреестр № 3634-89                 | ЗНОМ-35-65<br>класс точности 0,5<br>Ктн=27500/√3/100/√3<br>Зав. № 1509867;<br>1509868<br>Госреестр № 912-70 | ЕА05RAL-P4В-3<br>класс точности 0,5S/1,0<br>Зав. № 01151521<br>Госреестр № 16666-97 |  | активная<br>реактивная |
| 3                | ГРШ 0,23 кВ точка измерения № 3        | Т-0,66 У3<br>класс точности 0,5<br>Ктт=300/5<br>Зав. № 093943; 093941;<br>093950<br>Госреестр № 17551-03 |   | ЕА05RAL-B-4<br>класс точности 0,5S/1,0<br>Зав. № 01152266<br>Госреестр № 16666-97   |  | активная<br>реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1               | 2  | 3  | 4  | 5  | 6   | 7                      |
|-----------------|--|--|--|--|---|------------------------|
| 4               | ТСН-2 0,23 кВ<br>точка измерения<br>№ 4  | Т-0,66 У3<br>класс точности 0,5<br>Ктт=400/5<br>Зав. № 098797; 098791;<br>098769<br>Госреестр № 17551-03 |  | EA05RAL-B-4<br>класс точности 0,5S/1,0<br>Зав. № 01152284<br>Госреестр № 16666-97  | RTU-327<br>зав. № 001514<br>Госреестр<br>№ 41907-09 | активная<br>реактивная |
| 5               | ТСН-1 0,23 кВ<br>точка измерения<br>№ 5  | Т-0,66 У3<br>класс точности 0,5<br>Ктт=400/5<br>Зав. № 098784; 098756;<br>098754<br>Госреестр № 17551-03 |  | EA05RAL-B-4<br>класс точности 0,5S/1,0<br>Зав. № 01152275<br>Госреестр № 16666-97  |   | активная<br>реактивная |
| ТП "Никольское" |  |  |  |  |   |                        |
| 6               | Ввод-2 27,5 кВ<br>точка измерения<br>№ 6 | ТВДМ-35<br>класс точности 0,5<br>Ктт=600/5<br>Зав. № 6582А; 6582В;<br>6582С<br>Госреестр № 3634-89       | ЗНОМ-35-65 У1<br>класс точности 0,5<br>Ктн=27500/√3/100/√3<br>Зав. № 1030434;<br>1030364<br>Госреестр № 912-70 | EA05RL-P2B-3<br>класс точности 0,5S/1,0<br>Зав. № 01152290<br>Госреестр № 16666-97 | RTU-327<br>зав. № 001514<br>Госреестр<br>№ 41907-09 | активная<br>реактивная |
| 7               | Ввод-1 27,5 кВ<br>точка измерения<br>№ 7 | ТВДМ-35<br>класс точности 0,5<br>Ктт=600/5<br>Зав. № 6572А; 6572В;<br>6572С<br>Госреестр № 3634-89       | ЗНОМ-35-65 У1<br>класс точности 0,5<br>Ктн=27500/√3/100/√3<br>Зав. № 1500766;<br>1500037<br>Госреестр № 912-70 | EA05RL-P2B-3<br>класс точности 0,5S/1,0<br>Зав. № 01152287<br>Госреестр № 16666-97 |   | активная<br>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, 7<br>(ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S) | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | 1,8   | 2,5                   | 2,9                  | 2,2  | 2,8                   | 3,2                  |
|   | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$     | 1,2   | 1,5                   | 1,7                  | 1,7  | 2,0                   | 2,1                  |
|   | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$  | 1,0   | 1,2                   | 1,3                  | 1,6  | 1,7                   | 1,9                  |
| 3 - 5<br>(ТТ 0,5; Сч 0,5S)              | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | 1,7   | 2,4                   | 2,8                  | 2,1  | 2,7                   | 3,1                  |
|   | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$     | 1,0   | 1,3                   | 1,5                  | 1,6  | 1,8                   | 2,0                  |
|   | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$  | 0,8   | 1,0                   | 1,1                  | 1,4  | 1,6                   | 1,7                  |

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, ( $\pm d$ ), % |  |
|  |                                   | $\cos \varphi = 0,87$<br>( $\sin \varphi = 0,5$ )     | $\cos \varphi = 0,8$<br>( $\sin \varphi = 0,6$ ) | $\cos \varphi = 0,87$<br>( $\sin \varphi = 0,5$ )                            | $\cos \varphi = 0,8$<br>( $\sin \varphi = 0,6$ ) |
| 1, 2, 6, 7<br>(ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0) | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | 5,7   | 4,7  | 6,2  | 5,2  |
|  | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$     | 3,2   | 2,6  | 3,5  | 3,0  |
|  | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$  | 2,4   | 2,1  | 2,8  | 2,5  |
| 3 - 5<br>(ТТ 0,5; Сч 1,0)              | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | 5,6   | 4,5  | 6,1  | 5,1  |
|  | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$     | 2,9   | 2,4  | 3,3  | 2,8  |
|  | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$  | 2,1   | 1,8  | 2,5  | 2,2  |

Примечания:

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

Параметры сети:

- диапазон напряжения -  $(0,99 - 1,01)U_{н1}$ ;
- диапазон силы тока -  $(0,01 - 1,2)I_{н1}$ ;
- 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 -  $(0,05 - 1,2)I_{н1}$ ; 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 "ЕвроАльфа":

- 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 80000 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 Юго-Восточной ЖД – филиала ОАО "РЖД" в границах Тамбовской области 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. |
|--|-------------|
| Трансформаторы тока ТВДМ-35  | 10          |
| Трансформаторы тока Т-0,66 УЗ  | 9           |
| Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65   | 4           |
| Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65 У1  | 4           |
| Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД типа RTU-327 | 1           |
| Счётчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа                                 | 7           |
| Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника                            | 1           |
| Сервер управления HP ML 360 G5   | 1           |
| Сервер основной БД HP ML 570 G4  | 1           |
| Сервер резервный БД HP ML 570 G4   | 1           |
| Методика поверки   | 1           |
| Формуляр   | 1           |
| Инструкция по эксплуатации   | 1           |

## Поверка

осуществляется по документу МП 1678/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Тамбовской области. 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/√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 "ЕвроАльфа" - по документу "Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП";
- 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.411711.195.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Тамбовэнерго" Юго-Восточной железной дороги".

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД – филиала ОАО "РЖД" в границах Тамбовской области**

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".
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S".

### **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](mailto: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.