

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации Управления ОАО «Сетевая компания» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ БЭС, представляет собой четырехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С1 (Госреестр № 15236-03) или СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала Бугульминские электрические сети, включает в себя сервер баз данных (СБД), сервер интеллектуального кэширующего маршрутизатора (ИКМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс Управления ОАО «Сетевая компания», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ Управления, сервер интеллектуального кэширующего маршрутизатора, автоматизированные рабочие места и программное обеспечение «Пирамида-2000».

АРМ ИВК представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ», подключенный к локальной вычислительной сети (ЛВС) филиала Бугульминские электрические сети и Управления ОАО «Сетевая компания», считывающий данные об энергопотреблении с сервера баз данных по сети Ethernet. Для этого в настройках коммуникационных параметров ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве СБД используется IBM PC совместимый компьютер в серверном исполнении и каналообразующей аппаратурой. АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени показаний счетчиков электрической энергии;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требова-

- нию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового и розничного рынков электроэнергии;
  - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
  - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
  - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
  - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
  - передача журналов событий счетчиков.

### Принцип действия

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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, накапливается нарастающим итогом, а также вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД СИКОН С1 или СИКОН С70, где производится сбор, хранение результатов измерений и далее через каналы связи результаты измерений передаются на ИВК АИИС КУЭ.

ИВК АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в заинтересованным организациям в согласованных форматах.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, УСПД, ИКМ, СБД). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2. Коррекция времени в УСВ-1 происходит от GPS-приемника.

Сервер синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождении с временем УСВ-2, тем самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с погрешностью, не превосходящей  $\pm 1$  с.

Сличение времени УСПД с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более  $\pm 1,0$  с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  с/сутки.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблицах с 1 по 10.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 6

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 7

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 8

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 9

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 10

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО – MD5.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014)

### **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 11.

Таблица 11

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид измеряемой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основная погрешность, %	погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 500 кВ Бугульма ВЛ 500 кВ Бугульма-Бекетово	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Госреестр № 25121-07	ТЕМР 550 КТ 0,2 Ктн=500000/100 Госреестр № 25474-03	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
2	ПС 110 кВ Алкино ВЛ-6кВ. Фидер 68-06	ТПФМ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
3	ПС 110 кВ Алкино ВЛ-6кВ. Фидер 68-25	ТПЛ-10 УЗ КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
4	ПС 110 кВ Алкино ВЛ-6кВ. Фидер 68-26	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
5	ПС 110 кВ Алкино ВЛ-6кВ. Фидер 68-27	ТПЛ-10 УЗ КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ Алкино ВЛ-6кВ. Фидер 68- 28	ТПФМ-10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
7	ПС 110 кВ Алкино ВЛ-6кВ. Фидер 68- 29	ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 2363-68	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
8	ПС 110 кВ Алкино ВЛ-6кВ. Фидер 68- 31	ТОЛ-10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
9	ПС 110 кВ Бавлы ВЛ-35кВ. 7-142 1ц.	ТФН-35 КТ 0,5 Ктт=150/5 Госреестр № 664-51	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Госреестр № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С1 Госреестр № 15236-03	активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±2,0	±2,1
10	ПС 110 кВ Бавлы ВЛ-35кВ. 7-142 2ц.	ТФН-35 КТ 0,5 Ктт=150/5 Госреестр № 664-51	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Госреестр № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	Сикон С1 Госреестр № 15236-03	активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±2,0	±2,1

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{НОМ}$  до  $1,02 \cdot U_{НОМ}$ ;
  - сила тока от  $I_{НОМ}$  до  $1,2 \cdot I_{НОМ}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$ ;
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети от  $0,9 \cdot U_{НОМ}$  до  $1,1 \cdot U_{НОМ}$ ;
  - сила тока от  $0,05 \cdot I_{НОМ}$  до  $1,2 \cdot I_{НОМ}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
    - для сервера от  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$
    - для УСПД от минус  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 11. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД (СИКОН С70) – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- УСПД (СИКОН С1) – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- ИКМ «Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 7$  суток;
- для УСПД  $T_v \leq 24$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 12.

Таблица 12

№ п/п	Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Трансформаторы тока	SAS 550	3
2	Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	2
3	Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
4	Трансформаторы тока	ТПЛ-10 УЗ	4
5	Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
6	Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
7	Трансформаторы тока	ТФН-35	4
8	Трансформаторы напряжения емкостные	ТЕМР 550	3
9	Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
10	Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
11	Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
12	Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	2
13	Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	1
14	Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
15	Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	2



Продолжение таблицы 12

16	Программное обеспечение	"Пирамида 2000"	2
17	Методика поверки		1
18	Формуляр		1
19	Руководство по эксплуатации		1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП.359111.03.2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» в июле 2015 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- ИКМ «Пирамида» - по методике ВЛСТ 230.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2010 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки «ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до 50 °С, цена деления 1 °С.

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

Метод измерений изложен в документе: Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС Руководство по эксплуатации Часть 2 Технологическая инструкция РЭ.359111.03.2015.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» БЭС**

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

2 ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

3 ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

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

7 ГОСТ Р 52425-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

**Изготовитель**

ОАО «Сетевая компания» филиал Бугульминские электрические сети.

Юридический адрес: 423233, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Тургенева, д.29-А.

Почтовый адрес: 423233, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Тургенева, д.29-А.

Тел.: 8(85594) 4-97-24.

Факс: 8(85594) 4-97-65.

ИНН 1655049111.

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»).

Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, 24.

тел./факс: (843) 291-08-33.

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 от 13.05.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.