

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала ОАО «КВАДРА» - «Восточная генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала ОАО «КВАДРА» - «Восточная генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения Липецкой ТЭЦ-2, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка 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), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323 для активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных типа RTU-325 (№ 37288-08 в Государственном реестре средств измерений), устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

Между уровнями ИИК и ИВКЭ с помощью интерфейса RS-485 организованы каналы связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВКЭ.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии АльфаЦЕНТР» (производства ООО «Эльстер Метроника», № 44595-10 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, источник бесперебойного питания, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и каналы связи, обеспечивающие организацию информационного обмена между уровнями системы.

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИА-СУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 – 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой

сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

УСПД осуществляет сбор результатов измерений электроэнергии со счетчиков по цифровым интерфейсам, перевод измеренных значений в именованные физические величины, учет потребления электроэнергии и мощности по временным интервалам.

Сервер обеспечивает сбор измеренной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМов и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электроэнергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а так же сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального потребления.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя два УССВ-35HVS. УСПД RTU-325 периодически (1 раз в час) сравнивает показания своих часов с показаниями часов УССВ-35HVS. Ход часов УСПД $\pm 0,5$ с/сут. При обнаружении расхождения больше ± 2 с УСПД RTU-325 производит корректировку показаний собственных часов. Связь с УССВ-35HVS осуществляется по СОМ-порту.

Часы счетчиков синхронизируются от УСПД. Сличение показаний часов счетчиков с показаниями часов УСПД осуществляется при каждом опросе, корректировка выполняется при расхождении показаний часов счетчиков с показаниями часов на УСПД ± 2 с. Ход часов счетчиков составляет $\pm 0,5$ с/сут.

Сервер АИИС КУЭ периодически (1 раз в час) сравнивает показания своих часов с показаниями часов УССВ-35HVS. При обнаружении расхождения больше ± 2 с сервер производит корректировку показаний своих часов.

Ход часов компонентов системы за сутки с учетом задержки времени в линиях связи не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;

- испытательной коробки;

- сервера БД;

- б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;

- установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

Прикладное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» защищено от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Уровень защиты – С, согласно МИ 3286-2010.

Идентификационное наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Программа – планировщик опроса и передачи данных	3.28.6.0	6BE70157	amrserver.exe	CRC32
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	3.29.2.0	D0893292	amrc.exe	CRC32
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	3.29.2.0	3D3B9794	amra.exe	CRC32
Драйвер работы с БД	3.29.0.0	74A48292	cdbora2.dll	CRC32
Библиотека шифрования пароля счетчиков Альфа	2.0.0.0	BD63F2C9	encryptdll.dll	CRC32
Библиотека сообщений планировщика опросов	—	A99F4657	alphamess.dll	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Метрологические характеристики ИК и состав 1-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ.

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ВЛ-110 кВ ТЭЦ-2 "Левая"	ТБМО-110; 200/1; к.т. 0,2S; № 23256-05 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-06 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6
2	ВЛ-110 кВ ТЭЦ-2 "Правая"	ТБМО-110; 200/1; к.т. 0,2S; № 23256-05 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-06 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6
3	ВЛ-110 кВ Промышленная	ТБМО-110; 200/1; к.т. 0,2S; № 23256-05 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-06 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6
4	ВЛ-110 кВ Чугун "Правая"	ТБМО-110; 200/1; к.т. 0,2S; № 23256-05 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-06 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6
5	ВЛ-110 кВ Чугун "Левая"	ТБМО-110; 200/1; к.т. 0,2S; № 23256-05 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-06 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6
6	"Водогрейная котельная" СМО-1	ТЛМ-10; 200/5; к.т. 0,5; № 2473-00 в Госреестре	ЗНОЛ.06; 6000/√3/100√3; к.т. 0,5; № 3344-04 в Госреестре	A1R-3-0L-C25- Т к.т. 0,2S/0,5; № 14555-02 в Госреестре	активная реактивная	±1,1 ±2,0	±3,3 ±4,7
7	"Водогрейная котельная" СМО-2	ТЛМ-10; 200/5; к.т. 0,5; № 2473-00 в Госреестре	ЗНОЛ.06; 6000/√3/100√3; к.т. 0,5; № 3344-04 в Госреестре	A1R-3-0L-C25- Т к.т. 0,2S/0,5; № 14555-02 в Госреестре	активная реактивная	±1,1 ±2,0	±3,3 ±4,7
8	ВЛ-110 кВ ГПП-6 Правая	ТБМО-110; 300/1; к.т. 0,2S; № 23256-11 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-11 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
9	ВЛ-110 кВ ГПП-6 Левая	ТБМО-110; 300/1; к.т. 0,2S; № 23256-11 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-11 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6
10	ВЛ-110 кВ ГПП-5 Левая	ТБМО-110; 300/1; к.т. 0,2S; № 23256-11 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-11 в Госреестре	активная реактивная	±1,1 ±2,0	±3,3 ±4,7
11	ВЛ-110 кВ РП-2 Правая	ТФЗМ- 150Б-I; 1200/5; к.т. 0,5; № 5313-76 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-11 в Госреестре	активная реактивная	±1,1 ±2,0	±3,3 ±4,7
12	ВЛ-110 кВ РП-2 Левая	ТФЗМ- 150Б-I; 1200/5; к.т. 0,5; № 5313-76 в Госреестре	НКФ-110-57 У1; 110000/100; к.т. 0,5; № 14205-94 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-11 в Госреестре	активная реактивная	±0,7 ±2,0	±1,1 ±2,4
13	"Водогр. котельная" РТК-1	ТЛМ-10; 200/5; к.т. 0,2S; № 48923-12 в Госреестре	ЗНОЛ.06; 6000/√3/100√3; к.т. 0,5; № 3344-04 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-11 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6
14	"Водогр. котельная" РТК-2	ТЛМ-10; 200/5; к.т. 0,2S; № 48923-12 в Госреестре	ЗНОЛ.06; 6000/√3/100√3; к.т. 0,5; № 3344-04 в Госреестре	A1802RAL- P4GB-DW-4 к.т. 0,2S/0,5; № 31857-11 в Госреестре	активная реактивная	±0,8 ±1,6	±2,4 ±2,6

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд.;
- температура окружающего воздуха (21 – 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80%;

- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4 Гц
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 – 1,2) $I_{ном}$,
 $0,5 \text{ инд} < \cos \varphi < 0,8 \text{ емк}$;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 % при температуре окружающего воздуха 30 °С;

- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии и по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы;
- ИВКЭ – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – 3 месяца;

7. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 113060 часов среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации АИИС КУЭ принтером.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии А1802RAL-P4GB-DW-4	12	
Счетчик электрической энергии А1R-3-0L-C25-T	2	
Трансформатор тока ТБМО-110	24	
Трансформатор тока ТЛМ-10	10	
Трансформатор тока ТФЗМ-150Б-I	6	

Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1	12	
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06	6	
Сервер БД Proliant DL3 80G4		
УСПД RTU-325	1	
Устройство синхронизации системного времени типа УССВ-35HVS из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии АльфаЦЕНТР»	2	
Специализированное программное обеспечение из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии АльфаЦЕНТР»	1	
Методика поверки ИЦЭ 2011-13.01.МП	1	
Руководство по эксплуатации ИЦЭ 2011 -13.01.РЭ	1	
Паспорт ИЦЭ 2011-13.01.ПС	1	

Поверка

осуществляется по документу ИЦЭ 2011-13.01.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Филиала ОАО «КВАДРА» - «Восточная генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 26.12.2013 г.

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» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электрической энергии многофункциональных Альфа А1800 – в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа А1800. «Методика поверки». ДЯИМ.411152.018 МП;
- для счетчиков электрической энергии многофункциональных Альфа А1R – в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа. Методика поверки», согласованной ВНИИМ им. Д. И. Менделеева;
- для устройства сбора и передачи данных RTU-325 ДЯИМ.466.453.005 МП
- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиосервер РСТВ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиосервером РСТВ-01;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314).

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений ИЦЭ 2011-13.01.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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.

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

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

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:

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергия»
153007, г. Иваново, ул. 1-я Минеевская, д. 4, пом. 1003.
e-mail: ic_energia@mail.ru, тел: (4932) 366-300, факс: (4932) 581-031.

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,
424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3
тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «__»_____2014 г.