

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «ГТ Энерго» на объекте Ревдинская ГТ ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ГТ Энерго» на объекте Ревдинская ГТ ТЭЦ (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ОАО «ГТ Энерго» на объекте Ревдинская ГТ ТЭЦ, 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 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 для активной электрической энергии и по ГОСТ 31819.21-2012 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), который включает в себя УСПД RTU-325L из состава комплекса аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе RTU-325L (№ 37288-08 в Государственном реестре средств измерений), автоматизированного рабочего места (АРМ), технические средства приема-

передачи данных, устройства синхронизации системного времени УССВ-2, технические средства обеспечения питания технологического оборудования.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных ОАО «ГТ Энерго» на базе промышленного компьютера HP ProLian ML370, с установленным программным обеспечением из состава «Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии АльфаЦЕНТР» (№ 44595-10 в Государственном реестре средств измерений), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- 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);
- 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 организации-участники 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);
- передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы УСПД. По запросу или в автоматическом режиме информация с УСПД направляется в ИВК ОАО «ГТ Энерго».

В процессе работы счетчика постоянно ведется контроль событий, которые по мере их возникновения записываются в журналы событий. Данные сохраняются в энергонезависимой памяти счетчика на глубину не менее 35 суток.

УСПД в соответствии с параметрами конфигурации раз в 30 мин считывает данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий счетчиков, подключенных к УСПД.

Считанные данные результатов измерений в УСПД приводятся к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и заносятся в базу данных, по описанию групп учета формируются учетные данные группы и архивируются в БД. Так же в базу данных УСПД заносятся журналы событий счетчиков.

В результате функционирования УСПД производится сбор данных со всех ИИК путем последовательного опроса всех счетчиков. В процессе своего функционирования УСПД непрерывно ведет журнал событий с указанием даты и времени возникновения событий.

Результаты измерений, журналы событий счетчиков и УСПД хранятся в энергонезависимой памяти УСПД не менее 35 суток.

УСПД автоматически, в заданные интервалы времени с периодичностью 30 мин, по запросу передает информацию на сервер ОАО «ГТ Энерго». После получения информации результаты измерений приращений активной и реактивной электроэнергии и записи журналов событий счетчиков и УСПД заносятся в базу данных сервера (записываются на жесткий диск сервера).

Все виды коммерческой, технической и служебной информации привязаны к единому календарному времени.

Измерение интервалов времени в АИИС КУЭ происходит автоматически внутренними часами счетчиков и УСПД.

Синхронизация показаний часов УСПД осуществляется по сигналам единого времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), принимаемым от устройства синхронизации системного времени (УССВ). От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД. Контроль показаний часов УСПД осуществляется с периодичностью 1 с, синхронизация показаний часов осуществляется при расхождении показаний часов УССВ и УСПД на величину более 1 с.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерения интервалов времени, имеет нормированные метрологические характеристики. Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с/сут с учетом задержки в линиях связи.

На уровне ИВК синхронизация показаний часов сервера сбора данных осуществляется по сигналам единого времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), принимаемым от устройства синхронизации системного времени (УССВ) типа УССВ-2. От УССВ-2 синхронизируются внутренние часы сервера. Контроль показаний часов сервера осуществляется с периодичностью 1 с, синхронизация показаний часов осуществляется при расхождении показаний часов УССВ и сервера на величину более 1 с.

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.

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

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;
- УСПД;

- сервера БД;
- б) защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД.
 - установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Альфа Центр», которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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
1	2	3	4	5
ПО на сервере ОАО «ГТ Энерго», г. Чехов	11.01.1	3929232592	Альфа Центр	CRC
	3.27	403100295	Альфа Центр ком- муникатор	CRC
	2.10.2	2771930370	Альфа Центр Дис- петчер заданий	CRC
	2.5.11.142	284237723	Альфа Центр Ути- литы	CRC
	3.10.4.0	110830264	GPSReader	CRC

Метрологические и технические характеристики

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

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

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТГ1 яч.1	ТРУ4; 800/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11	RTU- 325L № в Гос- реестре 37288-08	активная реактив- ная	±0,9 ±1,3	±3,2 ±4,6
2	ТГ2 яч.2	ТРУ4; 800/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,9 ±1,3	±3,2 ±4,6
3	ТГ3 яч.4	ТРУ4; 800/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,9 ±1,3	±3,2 ±4,6
4	ТГ4 яч.5	ТРУ4; 800/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	Альфа А1800 к.т. 0,5S/1,0; № в Госреестре 31857-11		активная реактив- ная	±0,9 ±1,3	±3,2 ±4,6
5	ТСН-1 яч.13	ТРУ4; 150/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
6	ТСН-2 яч.12	ТРУ4; 150/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
7	Потребитель яч.14	ТРУ4; 500/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
8	Потребитель яч.15	ТРУ 4; 500/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
9	Потребитель яч.16	ТРУ4; 500/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Потребитель яч.17	ТРУ4; 500/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04	RTU- 325L № в Гос- реестре 37288- 08	активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
11	Ввод КЛ-1 яч.9	ТРУ4; 2500/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
12	Ввод КЛ-2 яч.8	ТРУ4; 2500/5; к.т. 0,2S; № в Госреестре 45424-10	ТЈС4; 10000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 45422-10	СЭТ-4ТМ.03 к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 27524-04		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
13	ВЛ 220 кВ Метиз- Первоураль- ская 1	ТРГ-220 II; 200/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 33677-07	НАМИ-220 УХЛ1; 220000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
14	ВЛ 220 кВ Метиз- Первоураль- ская 2	ТРГ-220 II; 200/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 33677-07	НАМИ-220 УХЛ1; 220000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6
15	СВ 220 кВ	ТРГ-220 II; 200/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 33677-07	НАМИ-220 УХЛ1; 220000/100, к.т. 0,2; № в Госреестре 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 36697-08	активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,3 ±4,6	

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) Уном; ток (1 – 1,2) Ином, $\cos \varphi = 0,8$ 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.);
- частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4Гц;

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,05 – 1,2) Ином,
0,5 инд < $\cos \varphi$ < 0,8 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 %;

- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);

- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;

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

таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипные утвержденных типов. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии типа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток, при отключении питания – не менее 30 лет;
- счетчик электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВКЭ – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток, при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

6. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии типа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 14000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД типа RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов, среднее время восстановления работоспособности 0,5 часа;
- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

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 Альфа А1800	4	
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	8	
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	3	
Трансформатор тока ТРУ 4	36	
Трансформатор тока ТРГ-220 II	9	
Трансформатор напряжения ТJS4	30	
Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1	6	
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1	
Устройство синхронизации системного времени УССВ-2	1	
GSM-модем IRZ MC52iT	1	
Сервер БД ProLian ML370	1	
Комплекс измерительно-вычислительный для измерения электрической энергии АльфаЦЕНТР	1	
Методика поверки МРЭ 1308-14.00.МП	1	
Инструкция по эксплуатации МРЭ 1308-14.00.ИЭ	1	
Паспорт МРЭ 1308-14.00.ПФ	1	

Поверка

осуществляется по документу МРЭ 1308-14.00.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «ГТ Энерго» на объекте Ревдинская ГТ ТЭЦ. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 31.10.2014 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 $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35\dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электрической энергии многофункциональных типа Альфа А1800 - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018 МП;

- для счетчиков электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;

- для счетчиков электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1;

- для УСПД типа RTU-325L - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466453.005 МП;

- для ИВК «АльфаЦЕНТР» - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466453.006МП;

- 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 МРЭ 1308-14.00.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегион-Энерго».
Юридический адрес: 123104, г. Москва, ул. Большая Бронная, д. 23 стр. 1.
e-mail: mezregion@mezregion.ru, тел: (495) 984-71-08, факс: (495) 984-71-16.
Почтовый адрес: 123104, г. Москва, ул. Большая Бронная, д. 23 стр. 1.
e-mail: mezregion@mezregion.ru, тел: (495) 984-71-08, факс: (495) 984-71-16.

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,
424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 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.