

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИИС "Пирамида" (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (Зав. № 07348) (далее по тексту – УСПД) и вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (далее по тексту – СБД) HP ProLiant DL 160 G6 (серийный номер CZJ0100B9K) с установленным серверным программным обеспечением (далее по тексту – ПО) "Пирамида 2000", устройство синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-09) с приемником GPS-сигналов, 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 (не реже 1 раза в сутки) 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);

- передача журналов событий счетчиков и УСПД в базу данных ИВК.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД (СИКОН С70), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы. Передача осуществляется по основному (организован по интерфейсу Ethernet) и резервному (GSM) каналам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и ИВК происходит не реже чем один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и ИВК осуществляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и ИВК.

Шкала времени УСПД синхронизирована со шкалой времени ИВК. Сравнение показаний часов УСПД и ИВК осуществляется каждый сеанс связи, синхронизация часов УСПД и ИВК осуществляется вне зависимости от наличия расхождений.

Сличение шкалы времени счетчиков с УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка часов счетчика с часами УСПД осуществляется вне зависимости от наличия расхождений, но не чаще 1 раза в сутки.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты

данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в ИВК АИИС КУЭ

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
"Пирамида 2000"	3	e55712d0b1b219065 d63da949114dae4	CalcClients.dll	MD5
		b1959ff70be1eb17c8 3f7b0f6d4a132f	CalcLeakage.dll	
		d79874d10fc2b156a0 fdc27elca480ac	CalcLosses.dll	
		52e28d7b608799bb3 ccea41b548d2c83	Metrology.dll	
		6f557f885b73726132 8cd77805bd1ba7	ParseBin.dll	
		48e73a9283d1e66494 521f63d00b0d9f	ParseIEC.dll	
		c391d64271acf4055b b2a4d3felf8f48	ParseModbus.dll	
		ecf532935cala3fd32 15049aflfd979f	ParsePiramida.dll	
		530d9b0126f7cdc23e cd814c4eb7ca09	SynchroNSI.dll	
		1ea5429b261fb0e288 4f5b356aldle75	VerifyTime.dll	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики средства измерения (СИ) – метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

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

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

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

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	Аушигерская ГЭС, ГА-1 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 026; 047; 021 Госреестр № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 702; 6078; 8001 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108072273 Госреестр № 27524-04	СИКОН С70 Зав № 07348 Госреестр № 28822-05
2	Аушигерская ГЭС, ГА-2 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 3149; 3097; 4480 Госреестр № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 2586; 2562; 2568 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108070917 Госреестр № 27524-04	
3	Аушигерская ГЭС, ГА-3 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 2051; 2066; 030 Госреестр № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 7007; 7020; 7061 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108072157 Госреестр № 27524-04	
4	Аушигерская ГЭС, Л-189 110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Зав. № 12899; 12778; 12722 Госреестр № 2793-88	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3674; 3677; 3673 Госреестр № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108070987 Госреестр № 27524-04	
5	Аушигерская ГЭС, Л-193 110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Зав. № 11564; 11570; 11559 Госреестр № 2793-88	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3674; 3677; 3673 Госреестр № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108070072 Госреестр № 27524-04	
6	Аушигерская ГЭС, Л-192 110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Зав. № 11477; 11563; 11569 Госреестр № 2793-88	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3674; 3677; 3673 Госреестр № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108070977 Госреестр № 27524-04	
7	Аушигерская ГЭС, М2 ОВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Зав. № 12720; 12604; 12717 Госреестр № 2793-88	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3672; 3670; 3671 Госреестр № 26452-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108072217 Госреестр № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	Аушигерская ГЭС, ТСН-3 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 КТТ = 200/5 Зав. № 1700; 1371 Госреестр № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 2580; 2584; 4387 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108070051 Госреестр № 27524-04	СИКОН С70 Зав № 07348 Госреестр № 28822-05
9	Аушигерская ГЭС, КТП4-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S КТТ = 300/5 Зав. № 133531; 133558; 124175 Госреестр № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108072750 Госреестр № 27524-04	
10	Аушигерская ГЭС, КТП4-2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S КТТ = 300/5 Зав. № 135668; 124146; 133535 Госреестр № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0108072764 Госреестр № 27524-04	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{I(2)\%}$,	$d_{I(2)\%}$,	$d_{I(2)\%}$,	$d_{I(2)\%}$,
		$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$
1 – 8 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
9, 10, (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,7	±3,8	±2,3	±1,8	±1,8
	0,5	±5,6	±3,2	±2,3	±2,3
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{I(2)\%}$,	$d_{I(2)\%}$,	$d_{I(2)\%}$,	$d_{I(2)\%}$,
		$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_{I(2)\%} \text{ £ } I_{\text{изм}} < I_5 \%$
1 – 8 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±5,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±4,1
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,8
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,5
9, 10, (Сч. 1,0; ТТ 0,5S)	0,9	±7,3	±5,0	±4,4	±4,4
	0,8	±5,6	±4,3	±3,6	±3,6
	0,7	±4,9	±4,1	±3,5	±3,5
	0,5	±4,3	±3,8	±3,3	±3,3

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40°C до 50°C ; счетчиков - от 18°C до 25°C ; УСПД - от 10°C до 30°C ; ИВК - от 10°C до 30°C ;
- 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 от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30°C до 35°C .

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10°C до 30°C ;
- 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.

5 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

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;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСПД (СИКОН С70) – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счетчиков электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

- наличие защиты на программном уровне;
- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – до 5 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 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3 лет; при отключении питания – не менее 5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование СИ	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. Трансформатор тока	ТОЛ-10	11
2. Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б	12
3. Трансформатор тока	Т-0,66	6
4. Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06	12
5. Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
6. Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10
7. Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70 (УСПД)	1
8 ПО	«Пирамида 2000»	1
9 Методика поверки	МП 1909/550-2014	1
10 Паспорт – формуляр	АУВГ.420085.062.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1909/550-2014 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" в сентябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по 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 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 10 сентября 2004 г.
- для УСПД (СИКОН С70) – по документу «Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1393/550-01.00229-2014 от 06.10.2014 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС»

- 1 ГОСТ 22261-94 с изм. "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".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «Инфинити»

Юридический адрес: 603146, г. Нижний Новгород, ул. Эльтонская, дом 1а
Тел.: (831) 217- 14- 61

Заявитель

ООО «Агентство энергетических решений»

Юридический адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д.7Г, стр.5
Тел.: +7 (499) 681-15-52

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)
117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Тел. (495) 544-00-00; <http://www.rostest.ru>

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях
утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2014 г.