

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Янтарьэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Янтарьэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя:

1) устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД):

- шлюз E-422 - Госреестр №36638-07,
- RTU-325 - Госреестр №37288-08;

2) каналобразующую аппаратуру;

3) устройство синхронизации времени УССВ.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Телескоп +».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные 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 поступает на входы УСПД, 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.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TSP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УССВ не более ± 1 с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится вне зависимости от величины расхождения часов УСПД и времени приемника, пределы допустимой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Янтарьэнерго» используется ПО «Телескоп +», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Телескоп +» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Телескоп +».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Телескоп +»	Сервер сбора данных	SERVER-MZ4.dll	v.4.0.5	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c	MD5
	АРМ Энергетика	ASCUE_MZ4.dll		Cda718bc6dl23b63a8822ab86c2751ca	
	Пульт диспетчера	PD_MZ4.dll		2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f	

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Телескоп+», в состав которых входит ПО «Телескоп +», внесены в Госреестр СИ РФ № 19393-07.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Телескоп +», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 2 единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Телескоп +».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ООО «Янтарьэнерго»							
1	ВЛ 330 кВ Битенной - Советской-330 №1 (ВЛ-325)	ТФУМ 330А-У1 Кл. т. 0,5 1000/1 Зав. № 2895; Зав. № 3092; Зав. № 3094 Госреестр № 4059-74	НКФ-М-330АУ1 Кл. т. 0,5 330000/100 Зав. № 2219 Зав. № 2239 Зав. № 2265 Зав. № 1272 Зав. № 1296 Зав. № 1273 Госреестр № 1443-03	ЕА02RL-BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01071860 Госреестр № 16666-97	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±2,9 ±4,5
2	ВЛ 330 кВ Битенной – Советской-330 №2 (ВЛ–326)	ТФУМ 330А-У1 Кл. т. 0,5 2000/1 Зав. № 2330; Зав. № 2333; Зав. № 2328 Госреестр № 4059-74	НКФ-330-73У1 Кл. т. 0,5 330000/100 Зав. № 10572 Зав. № 10512 Зав. № 10482 Госреестр № 1443-03	ЕА02RL-BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01071867 Госреестр № 16666-97	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±2,9 ±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ВЛ 330 кВ Круонио ГАЭС – Советск-330 (Л-447)	ТФУМ 330А-У1 Кл. т. 0,5 2000/1 Зав. № 2891; Зав. № 2894; Зав. № 2878 Госреестр № 4059-74	НКФ-М-330АУ1 Кл. т. 0,5 330000/100 Зав. № 8621 Зав. № 8671 Зав. № 8633 Госреестр № 1443-03	ЕА02RL-BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01071864 Госреестр № 16666-97	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±2,9 ±4,5
4	ОВ-330 кВ ПС 330 кВ Советск-330 (М-301)	ТФУМ 330А-У1 Кл. т. 0,5 2000/1 Зав. № 2334; Зав. № 2253; Зав. № 3098 Госреестр № 4059-74	НКФ-М-330АУ1 Кл. т. 0,5 330000/100 Зав. № 2219 Зав. № 2239 Зав. № 2265 Зав. № 1272 Зав. № 1296 Зав. № 1273 Госреестр № 1443-03 НКФ-330-73У1 Кл. т. 0,5 330000/100 Зав. № 10572 Зав. № 10512 Зав. № 10482 Госреестр № 1443-03	ЕА02RL-BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01071865 Госреестр № 16666-97	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±2,9 ±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ВЛ 110 кВ О – 5 Советск – Пагегай (Л–104)	TG-145 Кл. т. 0,2 600/5 Зав. № 00303; Зав. № 00301; Зав. № 00302 Госреестр № 15651-06	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав. № 23731 Зав. № 23895 Зав. № 24042 Зав. № 3605 Зав. № 3612 Зав. № 3581 Госреестр № 14205-05	ZMD402CT Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 93946302 Госреестр № 22422-07	активная	±0,8	±1,5
6	ВЛ 110 кВ О – 5 Советск – Пагегай (Л–105)	TG-145 Кл. т. 0,2 600/5 Зав. № 00254; Зав. № 00305; Зав. № 00240 Госреестр № 15651-06		ZMD402CT Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 93947571 Госреестр № 22422-07	активная	±0,8	±1,5
7	ВЛ 110 кВ О - 15 Нестеров - Кибартай (Л-130)	TG-145 Кл. т. 0,2 300/5 Зав. № 01080; Зав. № 01081; Зав. № 01082 Госреестр № 15651-06	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав. № 5412 Зав. № 5551 Зав. № 5369 Зав. № 5482 Зав. № 5314 Зав. № 5374 Госреестр № 14205-05	ZMD402CT Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 93946021 Госреестр № 22422-07	активная	±0,8	±1,5
					реактивная	±1,5	±2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	КВЛ 10 кВ Нида – Рыбачий (ВЛ 10-01)	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 4886; Зав. № 1391 Госреестр № 15128-07	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 39 Зав. № 65 Госреестр № 4947-98	EA05RL-S1N-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 01124318 Госреестр № 16666-97	активная реактивная	±1,2 ±2,5	±3,2 ±5,1
9	КЛ 10 кВ Нида - АПП "Куршская коса"	ТОТ-0,66У3 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 514 Зав. № 435; Зав. № 801 Госреестр № 16838-97	-	EA05RL-S1N-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 01071798 Госреестр № 16666-97	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±3,1 ±5,4
10	ВЛ 330 кВ Ка- лининградская ТЭЦ-2 О-1 Цен- тральная (Л-441)	ТГФ-330 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 38; Зав. № 39; Зав. № 40 Госреестр № 44699-10	ОТСФ-362 Кл. т. 0,2 330000/100 Зав. № 707225709 Зав. № 707225718 Зав. № 707225722 Госреестр № 57751-14	ZMD402CT Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 97774455 Госреестр № 22422-07	активная реактивная	±0,5 ±1,1	±1,0 ±1,6
11	ВЛ 330 кВ Ка- лининградская ТЭЦ-2 Северная 330 (Л-442)	ТГФ-330 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 35; Зав. № 36; Зав. № 37 Госреестр № 44699-10	ОТСФ-362 Кл. т. 0,2 330000/100 Зав. № 707225704 Зав. № 707225710 Зав. № 707225720 Госреестр № 57751-14	ZMD402CT Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 97774456 Госреестр № 22422-07 Зав. № 08040076	активная реактивная	±0,5 ±1,1	±1,0 ±1,6

Примечания:

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

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии EA02RL-BN-4 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии EA05RL-SIN-4 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии ZMD402CT от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик EA02RL-BN-4, EA05RL-SIN-4 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;

– электросчётчик ZMD402CT – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;

– Шлюз E-422 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер HP DL380p Gen8 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 400000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации 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 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Янтарьэнерго» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФУМ 330А-У1	4059-74	12
Трансформатор тока	TG-145	15651-06	9
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	15128-07	2
Трансформатор тока	ТОТ-0,66У3	16838-97	3
Трансформатор тока	ТГФ-330	44699-10	6
Трансформатор напряжения	НКФ-М-330АУ1/ НКФ-330-73У1	1443-03	12
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	14205-05	12
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	4947-98	2
Трансформатор напряжения	ОТСФ-362	57751-14	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA02RL-BN-4	16666-97	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RL-SIN-4	16666-97	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ZMD402СТ	22422-07	5
Программное обеспечение	«Телескоп +»	19393-07-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57988-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Янтарьэнерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2014 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»;

- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков EA02RL-BN-4, EA05RL-SIN-4 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕВРОАЛЬФА. Методика поверки» №026/447-2007, согласованному с ФГУ «Ростест-Москва» в 2007 г.;
- счетчиков ZMD402CT – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные серии Dialog ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденным ФГУП ВНИИМС 22 января 2007 г.;
- шлюз E-422 – по документу Устройства «Шлюз E-422» для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АВБЛ.468212.036 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;
- УСПД RTU-325 – по документу «Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- РСТВ-01-01, принимает эталонные сигналы частоты и времени, передаваемых спутниковыми системами ГЛОНАСС/GPS, сведения о методиках поверки приведены в руководстве по эксплуатации РСТВ ПЮ-ЯИ.468212.039РЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «Янтарьэнерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Янтарьэнерго»

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Р. В. С."

ООО "Р. В. С.", г. Москва

Юридический адрес: 106052, г. Москва, ул. Нижегородская, д.47

Почтовый адрес: 117105, г. Москва, Варшавское шоссе д.25А, стр.6

Тел.: 7 (495) 797-96-92,

Факс: 7 (495) 797-96-93

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.