

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Кудьма»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Кудьма» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 в части реактивной электроэнергии, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройства синхронизации времени и коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325 обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Третий уровень – ИВК обеспечивающий выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК состоит из центра сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги и комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)), а также устройств синхронизации времени УССВ-35NVS, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее – ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», а в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КЭ) ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО «Метроскоп»).

К серверам ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй и третий уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет вычисления. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии (активная и реактивная). Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

ИВК ЦСОД МЭС Волги автоматически опрашивает УСПД уровня ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи IP сети передачи данных, через коммутатор Ethernet. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

В ИВК ЦСОД МЭС Волги информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

В автоматическом режиме ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) опрашивает ЦСОД МЭС Волги по протоколу TCP/IP по единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) – один раз в 30 минут. ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) осуществляет соединение и получение данных с ЦСОД МЭС Волги.

В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр № 45048-10) информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО «Метроскоп», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в филиал «СО ЕЭС» - Волжское РДУ, через IP сеть передачи данных ОАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя УССВ-35HVS, ИВК, УСПД, счетчик электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и которое подключено к УСПД по интерфейсу RS-232.

Корректировка часов УСПД происходит ежесекундно.

В ИВК ЦСОД МЭС Волги и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) также используется устройства синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающие сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов серверов ИВК выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиком на длительный срок, часы счетчика корректируются от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО «Метроскоп» и ПО «АльфаЦЕНТР»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
СПО «Метроскоп»	СПО «Метроскоп»	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	MD5
«АльфаЦЕНТР»	amra.exe	11.07.01.01	e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620	MD5
	amrserver.exe		7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0	
	amrc.exe		a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e	
	cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317db635cd	
	RWSXC60.EXE АРМ		94045bd415489ebb88dfd99632f8ba56	
	trtu.exe АЦ коммуникатор		cb709a2cf20bf55e8a25b8323d4907e5	
	orawsofix9.exe Oracle		40c0cdf5f254edce49a08f6530a8766c	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	ВЛ 110 кВ Кудьма НОРСИ	ТВ-110 Госреестр № 29255-13 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 123 Зав. № 125 Зав. № 124	НКФ-110-57 У1 Госреестр № 14205-94 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 1808 Зав. № 1621 Зав. № 2500	A1802RALX- P4GB-DW-4 Госреестр № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01281831	RTU-325 Госреестр № 37288-08 Зав. № 1138	активная, реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

№ ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности P=0,95				Границы интервала относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности P=0,95			
		cos j = 1,0	cos j = 0,87	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 1,0	cos j = 0,87	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,1	1,2	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,7	1,0	1,1	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	1,4	0,9	1,0	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	1,4	0,9	1,0	1,1	1,6

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

№ ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos \varphi = 0,87$ ( $\sin \varphi = 0,5$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )	$\cos \varphi = 0,87$ ( $\sin \varphi = 0,5$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )
1	2	3	4	5	6	7	8
1	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,4	2,0	1,3	2,7	2,4	1,8
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,9	1,6	1,1	2,4	2,1	1,7
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,6	1,3	1,0	2,1	1,9	1,6
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,6	1,3	1,0	2,1	1,9	1,6

Примечания:

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

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, при доверительной вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

– параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 4,4)$  В; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

– параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 - 1,02)U_{н}$ ; диапазон силы тока  $(1,0 - 1,2)I_{н}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) –  $0,87(0,5)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

– температура окружающего воздуха: ТТ от 15 до 35 °С; ТН от 15 до 35 °С; счетчиков: от 21 до 25 °С; ИВК от 15 до 25 °С;

– относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;

– атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,02 - 1,2)I_{н1}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ )  $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 40 до 60 °С;

– относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;

– атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ )  $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 10 до 30 °С;

– относительная влажность воздуха  $(40 - 60)$  %;

– атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

– температура окружающего воздуха от 10 до 30 °С;

- относительная влажность воздуха ( $70 \pm 5$ ) %;
- атмосферное давление ( $100 \pm 4$ ) кПа.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

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;

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 45000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 1$  ч.

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 журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- 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 при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Кудьма» типографическим способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество (шт.)
Трансформаторы тока ТВ-110	3
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	1
Устройство сбора и передачи данных RTU-325	1
УССВ-35HVS	3
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
ПО «АльфаЦЕНТР»	1
ИВК ЦСОД МЭС Волги	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

**Поверка**

осуществляется по документу МП 59713-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Кудьма». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2014 года.

**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»;

- 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 Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯ-ИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – в соответствии с документом ЕМНК.466454.005.МП «Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Методика поверки», утвержденным ФГУ «Пензенский ЦСМ» 30 августа 2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы Альфа А 1800 и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУ) ПС 220 кВ «Кудьма». Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206-291-14 от 22.12.2014 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Кудьма»**

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

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

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

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

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

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерВита» (ООО «ЭнерВита»)  
Юридический/почтовый адрес: 107241, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 43,  
корп. 2, кв. 29  
Тел./факс: 8 (495) 462-87-68; 8-926-593-97-57/-



**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ПраймЭнерго» (ООО «ПраймЭнерго»)  
Юридический/почтовый адрес: 109507, г. Москва, Самаркандский бульвар, д. 11,  
корп. 1, пом. 18.  
Тел.: +7 (926) 785-47-44

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Юридический адрес:  
119361, Москва, ул. Озерная, д. 46  
Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66;  
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. «\_\_\_»\_\_\_\_\_2015 г.