

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную четырехуровневую 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 52425-2005 в части реактивной электроэнергии, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Счетчики электрической энергии обеспечены энергонезависимой памятью для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также за запрограммированных параметров.

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-325L обеспечивает сбор данных со счетчиков, 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 обеспечивает 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.

ИВК состоит из комплекса измерительно - вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)), а также устройства синхронизации времени УССВ-35HVS, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее – ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КЭ) ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО «Метроскоп»).

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

Для работы с системой на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Четвертый уровень – ИВК ОАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (далее – ИВК ОАО «ДЭК») обеспечивает выполнение следующих функций:

- получение информации от ИВК в формате макета 80020;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ);
- передача информации в ОАО «АТС».

ИВК ОАО «ДЭК» состоит из ЦСОД ОАО «Дальневосточная Энергетическая Компания», программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», а также устройства синхронизации времени типа УССВ.

К серверу ИВК ОАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй, третий и четвертый 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 счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Один раз в 30 минут, УСПД по запросу ИВК, предоставляет информацию в сервер уровня ИВК. Передача информации происходит 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.

ИВК ОАО «ДЭК» (четвертый уровень) один раз в сутки получает информацию за предыдущие сутки от третьего уровня – ИВК.

Передача информации происходит по основному каналу связи – глобальная компьютерная сеть Internet. Полученная информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК ОАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее – ИАСУ КУ) ОАО «АТС» через IP сеть передачи данных, 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 устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, ИВК, ИВК ОАО «ДЭК», УСПД, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиках АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения часов счетчиков и УСПД на величину более ± 2 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации времени типа УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов УСПД выполняется ежесекундно.

В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ИВК ОАО «ДЭК» используется устройство синхронизации времени типа УССВ-35HVS и УССВ, соответственно, принимающие сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов серверов ИВК и ИВК ОАО «ДЭК» выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS и УССВ, соответственно.

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», установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ИВК ОАО «ДЭК»

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
2	3	4	5
СПО «Метроскоп»	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	MD5
ПО «АльфаЦЕНТР»	12.01	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54	MD5

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
51.04	ВЛ Т-107 35 кВ (Водо-забор № 1)	GIF 40.5 Госреестр № 30368 - 10 Кл. т. 0,2S 500/5 Зав. № 30693229 Зав. № 30693230 Зав. № 30693231	ЗНОЛ-35III Госреестр № 21257 - 06 Кл. т. 0,5 35000:ÖB/100:ÖB Зав. № 46 Зав. № 47 Зав. № 49 Зав. № 331 Зав. № 320 Зав. № 332	A1802RAL-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 11 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01210416	RTU-325L Госреестр № 37288-08 Зав. № 004443	активная, реактивная
51.05	ВЛ Т-108 35 кВ (Водо-забор № 2)	GIF 40.5 Госреестр № 30368 - 10 Кл. т. 0,2S 500/5 Зав. № 30693225 Зав. № 30693224 Зав. № 30693223	ЗНОЛ-35III Госреестр № 21257 - 06 Кл. т. 0,5 35000:ÖB/100:ÖB Зав. № 331 Зав. № 320 Зав. № 332 Зав. № 46 Зав. № 47 Зав. № 49	A1802RAL-P4GB-DW-4 Госреестр № 31857 - 11 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01210418		

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

Номер 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 $P=0,95$			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
51.04; 51.05	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	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)

Номер 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
51.04; 51.05	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,4	2,0	1,3	2,7	2,4	1,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,9	1,6	1,1	2,4	2,1	1,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	1,0	2,1	1,9	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	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, соответствующие 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 $(0,98 - 1,02)U_N$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_N$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

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

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{H1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_{H1}$; 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°C до 40°C ;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{H2}$; 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°C до 30°C ;

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

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10°C до 30°C ;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

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

Надежность применяемых в АИИС КУЭ 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 А 1800 – не менее 120000 ч.; среднее время восстановления работоспособности 2 ч.;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч., среднее время восстановления работоспособности 1 ч.;

- сервер ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

- сервер ИВК ОАО «ДЭК» - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч., среднее время восстановления работоспособности 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 журналах событий счетчика фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

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

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;
- ИВК ОАО «ДЭК» – 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 Левобережная-Водоканал 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 GIF 40.5	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35III	6
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	2
Устройства сбора и передачи данных RTU-325L	1
УССВ-35HVS	2
УССВ	1
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
ИВК ОАО «ДЭК»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60533-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 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»,
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- средства 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», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМС» в 2011 г.,
- УСПД RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному 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 АИИС КУЭ 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 КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал, свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206 - 068 - 15 от 27.03.2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал

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

Открытое акционерное общество «Дальневосточная Энергетическая Компания»
(ОАО «ДЭК»)
Юридический/почтовый адрес: 690091, Россия, Приморский край, г. Владивосток,
ул. Тигровая, д. 19.
Тел.: +7 (423) 240-68-45

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕвроМетрология»
(ООО «ЕвроМетрология»)
Юридический/почтовый адрес: 140000, Московская область, Люберецкий район,
г. Люберцы, ул. Красная, д. 4.
Тел. +7 (926) 786-90-40

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;
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

С.С. Голубев

М.п. «____»_____2015 г.