

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной 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:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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

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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на выход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в АО «ДГК» г. Хабаровска.

Дальнейшая передача информации в ИАСУ КУ АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР\IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и других в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляемой по сигналам спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более  $\pm 1$  мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем  $\pm 2$  с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ТЕЛЕСКОП+, с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО - высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>				Метрологические характеристики							
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип		К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	ИВКЭ	Вид энергии	Основная погрешность ИК (±δ), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %				
1	2	3	4		5	6	7	8	9				
1	Комсомольская ТЭЦ-3, Турбогенератор №1	ТТ К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 10000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	315000	ИВКЭ ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	0,8	2,5				
			B	ТШЛ-20-1 УХЛ2									
			C	ТШЛ-20-1 УХЛ2									
		ТН К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 15750:√3/100:√3 № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-15 У3									
			B	ЗНОЛ.06-15 У3									
			C	ЗНОЛ.06-15 У3									
		Счетчик К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>Сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				315000	ИВКЭ ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Реактивная	1,4	3,7		
		ТТ К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 10000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2					315000	ИВКЭ ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	0,8	2,5
			B	ТШЛ-20-1 УХЛ2									
C	ТШЛ-20-1 УХЛ2												
ТН К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 15750:√3/100:√3 № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-15 У3											
	B	ЗНОЛ.06-15 У3											
	C	ЗНОЛ.06-15 У3											
Счетчик К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>Сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		315000	ИВКЭ ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Реактивная	1,4	3,7						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4			5	6	7	8	9
3	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110кВ, яч.1, ВЛ-110кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС:БАМ-ЛПФ - Старт" №1 (С-115)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 2793-88	А	ТФЗМ 110Б-III У1	220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 39263-11	В	ТФЗМ 110Б-III У1						
				С	ТФЗМ 110Б-III У1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13		Реактивная	2,2	3,3	
4	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110кВ, яч.3, ВЛ- 110кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС:БАМ-ЛПФ - Старт" №2 (С-116)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 2793-88	А							ТФЗМ 110Б-III У1
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 39263-11	В							ТФЗМ 110Б-III У1
				С	ТФЗМ 110Б-III У1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			220000		ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6	
5	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110кВ, яч.7, ВЛ-110кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС: ГПП-5 - К" №1 (С-117)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 2793-88	А							ТФЗМ 110Б-III У1
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 39263-11	В		ТФЗМ 110Б-III У1					
				С	ТФЗМ 110Б-III У1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13		Реактивная	2,2	3,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4			5	6	7	8	9				
6	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110кВ, яч.5, ВЛ-110кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - ПС: ГПП-5 - К" №2 (С-118)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 2793-88	A	ТФЗМ 110Б-III У1		220000	ARIS MT200-D50-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6				
				B	ТФЗМ 110Б-III У1										
				C	ТФЗМ 110Б-III У1										
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 39263-11	A	НКФА-110 II УХЛ1										
				B	НКФА-110 II УХЛ1										
				C	НКФА-110 II УХЛ1										
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01											
		7	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110кВ, яч.12, ВЛ-110кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2" №1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 46101-10	A			ТВ-110-I-5 ХЛ2		132000		Активная	1,0	4,9
						B			ТВ-110-I-5 ХЛ2						
C	ТВ-110-I-5 ХЛ2														
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 39263-11			A	НКФА-110 II УХЛ1										
				B	НКФА-110 II УХЛ1										
				C	НКФА-110 II УХЛ1										
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03М.01											
8	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110кВ, яч.14, ВЛ-110кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2" №2			ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 46101-10	A	ТВ-110-I-5 ХЛ2		132000				Активная	1,0	4,9
						B	ТВ-110-I-5 ХЛ2								
		C	ТВ-110-I-5 ХЛ2												
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 39263-11	A	НКФА-110 II УХЛ1										
				B	НКФА-110 II УХЛ1										
				C	НКФА-110 II УХЛ1										
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4	5	6	7	8	9				
9	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110кВ, яч.4, ОМВ-110кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 2793-88	А	ТФЗМ 110Б-III У1	220000	ARIS MT200-D50-TE- CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,6			
				В	ТФЗМ 110Б-III У1								
				С	ТФЗМ 110Б-III У1								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 39263-11	А	НКФА-110 II УХЛ1						Реактивная	2,2	3,3
				В	НКФА-110 II УХЛ1								
				С	НКФА-110 II УХЛ1								
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
		Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5			

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 Погрешность в рабочих условиях указана для  $0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики 1	Значение 2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25  от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub>  от -60 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики С Э Т - 4 Т М. 03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000 2  90000 2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	88000 24 35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не более ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

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 и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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



### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации 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 средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-III У1	15 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-I-5 ХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-15 У3	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФА-110 П УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	7 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS МТ200	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-010-2018	1 экз.
Паспорт - Формуляр	РЭП.411711.ХГ-КТЭЦ-3.ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-010-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 07.02.2018 г.

Основные средства 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 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;
- по МИ 3195-2009 - Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 - Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- для УСПД ARIS МТ200 - в соответствии с документом ПБКМ.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS МТ200. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314), рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»**

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

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

#### **Изготовитель**

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14; Факс: +7 (4212) 26-43-87

Web-сайт: [www.dvgk.ru](http://www.dvgk.ru); E-mail: [dgk@dvgk.rao-esv.ru](mailto:dgk@dvgk.rao-esv.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром» (ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9

Телефон/факс: +7 (499) 753-06-78

E-mail: [info@rusenprom.ru](mailto:info@rusenprom.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77; Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru); E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.