

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1975 от 26.12.2016 г.)

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз 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 в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (опломбирование, 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 (коррекция времени).

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ), соответствующие ГОСТ 7746; напряжения (ТН), соответствующие ГОСТ 1983; счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05, соответствующие ГОСТ Р 52323 и ГОСТ 30206 для активной энергии; ГОСТ Р 52425 и ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии установленные на объектах, указанных в таблице 2 (12 точек измерений). Типы и классы точности, применяемых счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, указаны в таблице 2.

2-й уровень - устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе «СИКОН С70».

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, серверы сбора данных, серверы баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройства синхронизации системного времени УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) Пирамида 2000.

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 и напряжения электрического тока 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 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 (сервер БД), а также отображение информации по подключенными к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача данных в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, осуществляется с ИВК, в том числе АРМ энергосбытовой компании через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК (сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Время серверов, установленных в основном и резервном ЦСОИ ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД», синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения.

Время УСПД синхронизируется с временем сервера, синхронизация осуществляется один раз в сутки, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с временем УСПД производится каждый сеанс связи со счетчиками (один раз в 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем «СИКОН С70» при наличие расхождения  $\pm 1$  с, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО Пирамида 2000 версии 1.1.0.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО Пирамида 2000 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 Пирамида 2000.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение				
	Пирамида 2000 АРМ	Пирамида 2000. Сервер	Пирамида 2000. Web-доступ	Пирамида 2000. Межсерверный обмен	Система разграничения прав пользователей
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2000 АРМ	Пирамида 2000. Сервер	Пирамида 2000. Web-доступ	Пирамида 2000. Межсерверный обмен	Система разграничения прав пользователей
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10.05/2005	20.02/2010/С-512	20.02/2010/Д-02	20.02/2010/Д-03	20.02/2010/Д-01
Цифровой идентификатор ПО	98ede872faca0b59911fd24ac98a46c	0fce721a912f58d466d7116b801d6bc6	d942a4551f24cf30de6753c10e0cd83c	6a26f03dc5a007fafafa81acb67ad4de48	ef7e6d062e4414eee0d8c165429043e9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО			MD5		

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-01

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.

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 АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность в рабочих условиях, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
ГНПС-1 (учет на стороне ПС «Тайшет»)									
1	ПС 500/110/35 кВ «Тайшет» ОРУ-35 кВ отходящий фидер в сторону ГНПС №1 «Тайшет» 1 СШ 35 кВ	ТВЭ-35 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,2	ЗНОМ-35-65 Коэф. тр. 35000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,0$	
						Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,6$	
2	ПС 500/110/35 кВ «Тайшет» ОРУ-35 кВ отходящий фидер в сторону ГНПС №1 «Тайшет» 2 СШ 35 кВ	ТВЭ-35 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,2	ЗНОЛ-35 III Коэф. тр. 35000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,0$	
						Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,6$	
НПС-4 «Речушка»									
3	ТСН-1 Шкаф СН Т41 ОПУ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05.16 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,2$	
						Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 5,1$	
4	ТСН-2 Шкаф СН Т42 ОПУ 0,4 кВ	ТШП-0,66 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 Т-0,66 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05.16 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,2$	
						Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 5,1$	
5	ЗРУ-10кВ Ввод 1 яч. 3	ТЛП-10 Коэф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06-10 Коэф. тр. 10000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,0$	
						Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,6$	
6	ЗРУ-10кВ Ввод 2 яч. 27	ТЛП-10 Коэф. тр. 3000/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06-10 Коэф. тр. 10000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,0$	
						Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,6$	

## Продолжение таблицы 2

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
7	TCH №1 Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М УЗ Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Активная	±0,9	±2,9	
8	TCH №2 Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М УЗ Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5		Реактивная	±2,2	±4,4	
НПС-17 «Алдан»									
9	ПС 220/10 кВ НПС-17 Ввод-1 220 кВ	ТФ3М 220Б-III Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Коэф. тр. 220000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Активная	±0,6	±1,5	
10	ПС 220/10 кВ НПС-17 Ввод-2 220 кВ	ТФ3М 220Б-III Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-220 УХЛ1 Коэф. тр. 220000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		Реактивная	±1,2	±2,8	
НПС-21 «Сковородино»									
11	ОРУ-110 кВ Ввод №1 110 кВ (T1)	ТФМ-110-II Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Коэф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Активная	±1,1	±3,0	
12	ОРУ-110 кВ Ввод №2 110 кВ (T2)	ТФМ-110-II Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 Коэф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5		Реактивная	±2,6	±4,6	
						Активная	±1,1	±3,0	
						Реактивная	±2,6	±4,6	

**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 сети: напряжение (0,98, 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1, 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;

температура окружающей среды ( $20 \pm 5$ ) °C.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9, 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,05, 1,2)  $I_{ном}$  (для ИК 3-6, 9, 10 ток (0,02, 1,2)  $I_{ном}$ ); 0,5 инд.  $\cos\varphi = 0,8$  емк.

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 50 °C,

для счетчиков от минус 40 до плюс 60 °C; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °C, для сервера от плюс 15 до плюс 35 °C;

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

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 и ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425 и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на УСПД того же утвержденного типа.

**Надежность применяемых в системе компонентов:**

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 и ПСЧ-4ТМ.05 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 2$  ч.

**Надежность системных решений:**

- защита от кратковременных сбоев питания 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 счётика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД;

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, параметризации:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

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 не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД «СИКОН С70» - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания - 10 лет.
- сервер - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 года.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВЭ-35	13158-04	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	15173-06	5
Трансформатор тока	Т-0,66	22656-07	1
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	36382-07	6
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-08	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-III	26006-06	6
Трансформатор тока	ТФМ-110-II	53622-13	6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35 III	21257-06	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-07	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3344-08	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	20344-05	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	27524-04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.04	36697-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05.16	27779-04	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	2
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	СИКОН С70	28822-05	4
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1

**Проверка**

осуществляется по документу МП 45970-10 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2010 года.

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»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05 - по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05. Методика поверки» ИЛГШ.411152.126 РЭ1;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- УСПД «СИКОН С70» - по методике поверки «Контроллеры сетевые индустриальные. СИКОН С70. Методика поверки» ВЛСТ 220.00.000 И1;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 - по методике поверки «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки» ВЛСТ 237.00.000 МП

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

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

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «ВОСТОКНЕФТЕПРОВОД» (ФР.1.34.2010.09028), аттестованной ФГУП «ВНИИМС».

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

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.

### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел.: (4922) 33-67-66

### **Испытательный центр**

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

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

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

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

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.