

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 916 от 15.05.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, хранения и обработки полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 минут, 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- подготовка данных о результатах измерений и состоянии средств измерений в XML формате и их предоставление по электронной почте по запросу от аппаратно-программного комплекса (АПК) ОАО «АТС» или смежных организаций-участников розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (пломбирование, установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ построена на базе информационно-вычислительного комплекса (ИВК) «ИКМ-Пирамида» (Госреестр № 45270-10) и включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень системы - состоит из 3-х информационно-измерительных комплексов (ИИК), включающих измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности  $K_T = 0,2S$  по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности  $K_T = 0,5$  или  $K_T = 0,2$  по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03  $K_T = 0,2S$  по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и  $K_T = 0,5$  по ГОСТ Р 52425 для реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи;

2-ой уровень - уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70, технических средств для организации локальной вычислительной сети, аппаратуры приема-передачи данных с электрическими и оптическими линиями связи;

3-ий уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных (ИКМ), сервер базы данных (БД), устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (Госреестр № 51644-12) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД. УСПД осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и журнала событий.

Далее ИКМ «Пирамида» Нового блока Абаканской ТЭЦ при помощи ПО осуществляет сбор, формирование и передачу поступающей информации на сервер БД по каналу связи сети Ethernet. Из сервера БД информация по корпоративной сети передачи данных передается в ИВК АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Далее ИВК АО «Енисейской ТГК (ТГК-13)» осуществляет хранение данных, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации, подписанной электронно-цифровой подписью Коммерческому оператору и другим организациям-участникам оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК. Часы УСВ-3 синхронизированы со спутниковым временем по сигналам входящего в состав устройства GPS-приемника, сличение производится непрерывно, погрешность синхронизации  $\pm 0,01$  с. Синхронизация часов ИВК осуществляется по часам подключенного к нему УСВ-3 непрерывно, корректировка часов выполняется при расхождении часов ИВК с часами УСВ-3 более чем на  $\pm 1$  с. Часы УСПД сличаются с часами ИВК каждые 60 минут, коррекция часов УСПД производится при расхождении с часами ИВК, превышающем  $\pm 2$  с. По часам УСПД осуществляется корректировка часов счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется один раз в 60 минут, корректировка часов счетчиков производится 1 раз в сутки при достижении расхождения с часами УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

Погрешность часов измерительных компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

### **Программное обеспечение**

АИИС КУЭ функционируют под управлением программного комплекса «Пирамида 2000», входящего в состав АИИС КУЭ.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Программное обеспечение (ПО) имеет уровень защиты «С» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010. Влияние ПО на метрологические характеристики измерения активной и реактивной электроэнергии отсутствует. ПО АИИС КУЭ обеспечивает:

- поддержку функционирования ИВК в составе локальной вычислительной сети (при необходимости);
  - функционирование системы управления базами данных (формирование базы данных, управление файлами, их поиск, поддержку);
  - формирование отчетов и их отображение, вывод на печатающее устройство;
  - поддержку СОЕВ;
  - решение конкретных технологических и производственных задач пользователей.
- Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27elca480ac
Идентификационное наименование программного обеспечения	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	6f557f885b737261328cd77805bdlba7
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	48e73a9283dle66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ecf532935cala3fd3215049aflfd979f
Идентификационное наименование программного обеспечения	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование программного обеспечения	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1dle75

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) представлен в таблице 2, а метрологические характеристики ИК в рабочих условиях эксплуатации в таблице 3 и 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	Счетчик электроэнергии	УСПД	ИВК	
1	ЛЭП 110 кВ Абаканская ТЭЦ - Калининская I цепь	ТВ-ЭК, 3 ед. $K_T = 0,2S$ ; $K_i = 600/5$ ; № ГР 39966-10	НКФ-100, 3 ед. $KT = 0,5$ ; $110000$ ; $K_i = \frac{100}{\sqrt{3}}$ ; № ГР 1188-58	СЭТ-4ТМ.03М, $KT = 0,2S/0,5$ ; № ГР 36697-17	Сикон С70 № ГР 28822-05	ИВК «ИКМ Пирамида» № ГР 45270-10	Активная реактивная
2	ЛЭП 110 кВ Абаканская ТЭЦ - Калининская II цепь	ТВ-ЭК, 3 ед. $K_T = 0,2S$ ; $K_i = 600/5$ ; № ГР 39966-10	НАЛИ-СЭЩ -10-1, 3 ед.; $KT = 0,2$ ; $10000$ ; $K_i = \frac{100}{\sqrt{3}}$ ; № ГР 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М, $KT = 0,2S/0,5$ ; № ГР 36697-17			Активная реактивная
3	ТГ-4	ТШЛ - 20, 3 ед., $K_T = 0,2S$ ; $K_i = 10000/5$ ; № ГР 47957-11		СЭТ-4ТМ.03М, $KT = 0,2S/0,5$ ; № ГР 36697-12			Активная реактивная

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_{2\%P}$ , [%]	$\pm \delta_{5\%P}$ , [%]	$\pm \delta_{20\%P}$ , [%]	$\pm \delta_{100\%P}$ , [%]
		$W_{PI2\%} \leq W_{Pизм} < W_{PI5\%}$	$W_{PI5\%} \leq W_{Pизм} < W_{PI20\%}$	$W_{PI20\%} \leq W_{Pизм} < W_{PI100\%}$	$W_{PI100\%} \leq W_{Pизм} \leq W_{PI120\%}$
1, 2	1,0	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,866	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,5	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
3	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	0,866	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,5	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной энергии в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_{2\%Q}$ , [%]	$\pm \delta_{5\%Q}$ , [%]	$\pm \delta_{20\%Q}$ , [%]	$\pm \delta_{100\%Q}$ , [%]
		$W_{QI2\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI5\%}$	$W_{QI5\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI20\%}$	$W_{QI20\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI100\%}$	$W_{QI100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{QI120\%}$
1, 2	0,5/0,866	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,6/0,8	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,866/0,5	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
3	0,5/0,866	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,6/0,8	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,866/0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$

где  $\delta$  [%] - предел допускаемой относительной погрешности ИК при значении тока в сети 2% ( $\delta_{2\%P}$ ,  $\delta_{2\%Q}$ ), 5% ( $\delta_{5\%P}$ ,  $\delta_{5\%Q}$ ), 20% ( $\delta_{20\%P}$ ,  $\delta_{20\%Q}$ ) и 100% ( $\delta_{100\%P}$ ,  $\delta_{100\%Q}$ ) от  $I_{ном}$ ;

$W_{изм}$  - значение приращения активной (P) и реактивной (Q) электроэнергии за 30-минутный интервал времени в диапазоне измерений с границами 2% ( $W_{PI2\%}$ ,  $W_{QI2\%}$ ), 5% ( $W_{PI5\%}$ ,  $W_{QI5\%}$ ), 20% ( $W_{PI20\%}$ ,  $W_{QI20\%}$ ), 100% ( $W_{PI100\%}$ ,  $W_{QI100\%}$ ) и 120% ( $W_{PI120\%}$ ,  $W_{QI120\%}$ ).

Примечания:

1 Характеристики относительной погрешности АИИС КУЭ даны для измерения приращения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соот-ветствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха	20±5 °С
- сила тока	1±0,2 $I_{ном}$
- напряжение	1±0,02 $U_{ном}$
- коэффициент мощности $\cos(\varphi) \setminus \sin(\varphi)$	0,5 инд. - 1 - 0,5 емк.
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

5 Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха для ТТ и ТН, °С	от -40 до +50
- температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от -40 до +70
- сила тока, % от номинального ( $I_{ном}$ )	от $I_{мин}$ до 120
- напряжение, % от номинального ( $U_{ном}$ )	от 90 до 110
- коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	0,5 инд. - 1 - 0,8 емк.
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

6 Погрешность в рабочих условиях указана:

- для  $I$  от 0,02  $I_{ном}$  до 1,2  $I_{ном}$ ;
- для  $\cos \varphi$  от 0,5 инд. до 1 и от 1 до 0,8 емк.
- для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от +15 °С до +35 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на анало-логичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у пере-численных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- трансформаторы тока и напряжения - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 400\ 000$  ч, средний срок службы  $t_{сл} = 30$  лет;

- счетчики СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  ч, средний срок службы  $t_{сл} = 32$  года.

- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  ч, среднее время восстановления  $t_{в} = 2$  ч;

- сервер - коэффициент готовности не менее  $K_T = 0,999$ , среднее время восстановления  $t_{в} = 1$  ч;

- СОВЕВ - коэффициент готовности не менее  $K_T = 0,999$ , среднее время восстановления  $t_{в} = 2$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

а) в журнале событий счетчика:

- параметрирования,

- корректировки системного времени,

- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;

б) в журнале событий УСПД:

- параметрирования,

- пропадания и включения питания

- изменения даты и времени

в) в журнале событий ИВК:

- несанкционированного изменения ПО и параметрирования АИИС КУЭ,
- потери и восстановления связи со счетчиками и УСПД,
- корректировки системного времени (расписание).

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- путем пломбирования счетчиков электроэнергии пломбировочной проволокой и пломбой спереди;

- путем пломбирования трансформаторов тока пломбой в 2-х местах на месте крепления задней крышки;

- путем пломбирования УСПД сбоку пломбой в 3-х местах;

- путем ограничения доступа к трансформаторам тока и напряжения, счетчикам, УСПД и серверу БД (размещением технических средств в закрываемых помещениях и закрываемых шкафах);

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках, УССВ, сервере БД, АРМ;

- разграничение полномочий пользователей по доступу к изменению параметров, времени и данных;

- регистрация событий коррекции системного времени и данных по электроэнергии и мощности;

- защита результатов измерений при передаче.

Глубина хранения информации:

- счетчик - 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 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во
1 Трансформатор тока	ТВ-ЭК 110кВ	6
2 Трансформатор тока	ТШЛ-20	3
3 Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-10-1	1
4 Трансформатор напряжения	НКФ-110	3
5 Счетчик	СЭТ-4ТМ.03	3
6 GSM-модем	Teleofis RX100 R2	1
7 Коммутатор	HP ProCurve 1700-24	1
8 УСПД	Сикон С-70	1
9 ИКМ	HP DL360G8	1
10 Сервер БД	HP DL380G8	1
11 ИБП	Smart UPS RT 3000 VA RM 230 V	1
12 УССВ	УСВ-3	1
13 Контроллер телесигнализации	Контроллер ТС	1
14 Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ	86619795.422231.156 ФО	1
15 Методика поверки	07-45/016 МП	1

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Кол-во
9 ИКМ	HP DL360G8	1
10 Сервер БД	HP DL380G8	1
11 ИБП	Smart UPS RT 3000 VA RM 230 V	1
12 УССВ	УСВ-3	1
13 Контроллер телесигнализации	Контроллер ТС	1
14 Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ	86619795.422231.156 ФО	1
15 Методика поверки	07-45/016 МП	1

### **Поверка**

осуществляется по документу 07-45/016 МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» с изменением № 1, утвержденному ФБУ «Красноярский ЦСМ» 10.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- вольтамперфазометр Парма ВАФ-А по методике поверки, изложенной в разделе 7 «Поверка прибора» руководства по эксплуатации РА 1.007.001 РЭ и согласованной с ГЦИ СИ Тест-С.-Петербург в декабре 2004 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы.

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

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

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Методика аттестована ФБУ «Красноярский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 07.01.00291.002-2013 от 30.12.2013 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»**

ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техпроминжиниринг»  
(ООО «Техпроминжиниринг»)  
ИНН 2465209432  
Адрес: 660127. г. Красноярск, ул. Ястынская, дом 19 «А», помещение 216  
Тел./факс: (391) 206-86-63, 206-86-64, 206-86-65

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Красноярском крае  
(ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский «ЦСМ»)  
Адрес: 660064, г. Красноярск, ул. Академика Вавилова, 1а  
Телефон (391) 236-30-80  
Факс (391) 236-12-94  
Web-сайт: [www.krascsm.ru](http://www.krascsm.ru)  
E-mail: [csm@krascsm.ru](mailto:csm@krascsm.ru)  
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30073-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.