



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.113.A № 46890

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерительная САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала
ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР АС.16349845203

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-
Сибирский металлургический комбинат" (ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК"),
г. Новокузнецк, Кемеровская обл.**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50178-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50178-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **26 июня 2012 г. № 443**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005248

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Назначение средства измерений

Система измерительная САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК» (далее ИС) предназначена для измерений давления пара, уровня воды, автоматического непрерывного контроля технологических параметров турбогенератора № 3, их визуализации, регистрации и хранения, диагностики состояния оборудования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС является средством измерений единичного производства. Конструкция ИС представляет собой трехуровневую систему, построенную по иерархическому принципу. В состав ИС входят 12 измерительных каналов. Измерительные каналы (ИК) ИС состоят из следующих компонентов (по ГОСТ Р 8.596):

- 1) измерительные компоненты – первичные измерительные преобразователи, имеющие нормированные метрологические характеристики (нижний уровень ИС);
- 2) комплексный компонент – контроллер программируемый SIMATIC S7-300 (средний уровень ИС);
- 3) вычислительный компонент – автоматизированное рабочее место (АРМ) машиниста турбины (верхний уровень ИС);
- 4) связующие компоненты – технические устройства и средства связи, используемые для приема и передачи сигналов, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента ИС к другому.

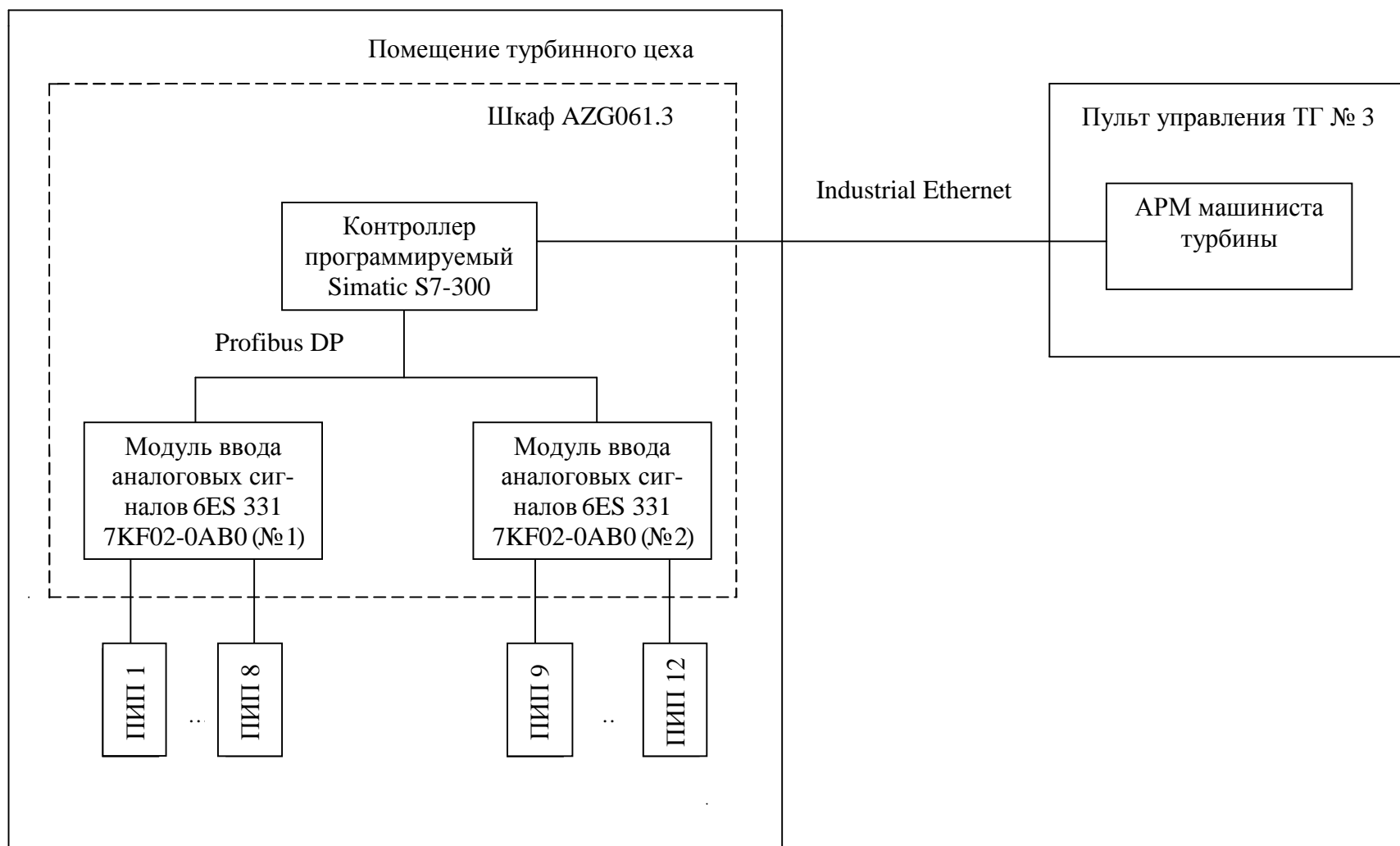
Измерительные каналы ИС имеют простую структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований. Структурная схема ИС приведена на рисунке 1.

Принцип действия ИС заключается в следующем. ИС функционирует в автоматическом режиме. Первичные измерительные преобразователи выполняют измерение физических величин и их преобразование в унифицированный токовый сигнал (от 4 до 20 мА). Контроллер программируемый измеряет аналоговые унифицированные выходные сигналы измерительных преобразователей, выполняет их аналого-цифровое преобразование, осуществляет преобразование цифровых кодов в значения технологических параметров, выполняет вычислительные и логические операции, проводит диагностику оборудования, формирует сигналы предупредительной, аварийной сигнализации и передает информацию на АРМ машиниста турбины. АРМ машиниста турбины обеспечивает отображение параметров технологического процесса, архивных данных, журнала сообщений, сигналов сигнализации, отображение информации о состоянии оборудования ИС, настройку сигнализации.

Связующими компонентами ИС являются кабели контрольные, кабель UTP 5 level и кабель Profibus FC.

ИС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) измерение и отображение значений физических величин, характеризующих технологический процесс;
- 2) автоматическая диагностика состояния оборудования;



ПИП – первичный измерительный преобразователь

Рисунок 1 – Структурная схема ИС

- 3) контроль протекания технологического процесса;
- 4) формирование журнала сообщений, отображение аварийных, предупредительных, технологических и диагностических системных сообщений и их протоколирование;
- 5) формирование и отображение сигналов предупредительной и аварийной сигнализации;
- 6) выполнение функции защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- 7) хранение архивов значений параметров технологического процесса.

Установка точного времени проводится пользователем с уровнем доступа «Администратор» с АРМ машиниста турбины.

Программное обеспечение

Структура и функции программного обеспечения (ПО) ИС:

- ПО АРМ машиниста турбины функционирует в SCADA системе SIMATIC WinCC и осуществляет отображение измеренных значений параметров технологического процесса, архивных данных, журнала сообщений, сигналов сигнализации, отображение информации о состоянии оборудования ИС, настройку сигнализации;
- встроенное ПО контроллера программируемого SIMATIC S7-300 (метрологически значимая часть ПО ИС) функционирует в системе программирования STEP 7 и осуществляет автоматизированный сбор, обработку и передачу измерительной информации на АРМ машиниста турбины, диагностику оборудования, обеспечение работы предупредительной и аварийной сигнализации.

Идентификация метрологически значимой части ПО ИС (ПО контроллера программируемого SIMATIC S7-300) выполняется с помощью программатора и USB/MPI адаптера по команде оператора, доступ защищен паролем. Идентификационные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1

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
Проект в системе программирования STEP 7	Проект: TG3_end	–	Для файла конфигурации проекта TG3_end: subblk.dbt 591A530B1CEF76BD6CBD980 770C13418	MD5

Метрологические характеристики ИС нормированы с учетом ПО контроллера программируемого SIMATIC S7-300.

Защита программного обеспечения контроллера программируемого SIMATIC S7-300 соответствует уровню «А» по классификации МИ 3286-2010. Для защиты программного обеспечения АРМ машиниста турбины от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. Защита ПО АРМ машиниста турбины соответствует уровню «С» по классификации МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики и характеристики погрешности измерительных каналов ИС приведены в таблице 2.

Параметры электрической сети питания:

- | | |
|--|------------------|
| – напряжение питания переменного тока, В | от 198 до 242; |
| – частота, Гц | от 49,6 до 50,4; |
| – напряжение питания постоянного тока, В | от 21,6 до 26,4. |

Параметры выходных сигналов с первичных измерительных преобразователей по ГОСТ 26.011-80 от 4 до 20 мА.

Коммуникационные каналы и интерфейсы:

- информационный обмен между измерительными и комплексными компонентами ИС осуществляется по кабелям контрольным с медными жилами с ПВХ изоляцией;
- информационный обмен между компонентами среднего и верхнего уровней ИС осуществляется посредством промышленных информационных сетей: Profibus DP для связи модулей ввода аналоговых сигналов с центральным управляющим устройством контроллера программируемого SIMATIC S7-300; Industrial Ethernet для связи контроллера программируемого SIMATIC S7-300 с АРМ машиниста турбины.

Климатические условия применения:

- | | |
|---|-----------------|
| – для измерительных и связующих компонентов ИС: | |
| а) температура окружающей среды, °С | от 10 до 40; |
| б) относительная влажность при 25 °С, % | от 40 до 98; |
| в) атмосферное давление, кПа | от 84 до 106,7. |
| – для комплексного компонента ИС: | |
| а) температура окружающей среды, °С | от 10 до 40; |
| б) относительная влажность при 25 °С, % | от 40 до 80; |
| в) атмосферное давление, кПа | от 84 до 106,7. |
| – для АРМ машиниста турбины: | |
| а) температура окружающей среды, °С | от 10 до 40; |
| б) относительная влажность при 25 °С, % | от 40 до 80; |
| в) атмосферное давление, кПа | от 84 до 106,7. |

Средний срок службы ИС, лет, не менее 8.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист документа «Система измерительная САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК». Паспорт».

Таблица 2

№ ИК	Наименование ИК ИС	Диапазон измерений физической величины, ед. измерений	Параметры нормального (технологического) режима, ед. измерений	СИ, входящие в состав ИК ИС				Границы допускаемой основной погрешности ИК	Границы допускаемой погрешности ИК в рабочих условиях
				Наименование, тип СИ	Пределы допускаемой основной погрешности компонента ИК	Пределы допускаемой дополнительной погрешности компонента ИК	Номер в Гос. реестре СИ		
1	Давление пара на уплотнения	от 0 до 0,63 кгс/см ²	от 0,12 до 0,22 кгс/см ²	Датчик давления Сапфир-22МТ, мод. 2140	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль ввода аналоговых сигналов SM 331 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 контроллера программируемого Simatic S7-300 (далее-модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0)	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_i = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
2	Уровень воды в конденсаторе	от 0 до 63 см	от 20 до 50 см	Датчик давления Сапфир-22МТ, мод. 2130	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_i = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
3	Уровень воды в подогревателе высокого давления № 7 (ПВД-7)	от 0 до 100 см	от 50 до 100 см	Датчик разности давлений Сапфир-22МТ, мод. 2430	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_i = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
4	Уровень воды в подогревателе высокого давления № 6 (ПВД-6)	от 0 до 100 см	от 50 до 100 см	Датчик разности давлений Сапфир-22МТ, мод. 2430	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_i = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
5	Уровень воды в подогревателе высокого давления № 5 (ПВД-5)	от 0 до 160 см	от 50 до 100 см	Датчик разности давлений Сапфир-22МТ, мод. 2430	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_i = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
6	Уровень воды в подогревателе низкого давления № 1 (ПНД-1)	от 0 до 100 см	от 20 до 80 см	Датчик давления Сапфир-22МТ, мод. 2130	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_i = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		

Таблица 2

№ ИК	Наименование ИК ИС	Диапазон измерений физической величины, ед. измерений	Параметры нормального (технологического) режима, ед. измерений	СИ, входящие в состав ИК ИС				Границы допускаемой основной погрешности ИК	Границы допускаемой погрешности ИК в рабочих условиях
				Наименование, тип СИ	Пределы допускаемой основной погрешности компонента ИК	Пределы допускаемой дополнительной погрешности компонента ИК	Номер в Гос. реестре СИ		
7	Уровень воды в подогревателе низкого давления № 2 (ПНД-2)	от 0 до 100 см	от 20 до 80 см	Датчик давления Сапфир-22МТ, мод. 2130	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_t = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
8	Уровень воды в подогревателе низкого давления № 3 (ПНД-3)	от 0 до 100 см	от 20 до 80 см	Датчик давления Метран-150, мод. 150CD	$\gamma = \pm 0,075 \%$	На каждые 10 °С $\gamma_t = \pm (0,02 + 0,03 \cdot P_{\max}/P_B) \%$	32854-09	$\gamma = \pm 0,13 \%$	$\gamma = \pm 0,5 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_t = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
9	Уровень воды в подогревателе низкого давления № 4 (ПНД-4)	от 0 до 100 см	от 20 до 80 см	Датчик разности давлений Сапфир-22МТ, мод. 2430	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_t = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
10	Уровень воды в подогревателе сетевом горизонтальном (ПСГ-1)	от 0 до 63 см	от 15 до 50 см	Датчик разности давлений Сапфир-22МТ, мод. 2420	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_t = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
11	Уровень воды в подогревателе сетевом горизонтальном (ПСГ-2)	от 0 до 63 см	от 15 до 50 см	Датчик разности давлений Сапфир-22МТ, мод. 2420	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_t = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		
12	Уровень воды в пиковом бойлере № 3 (ПБ-3)	от 0 до 160 см	от 20 до 120 см	Датчик разности давлений Сапфир-22МТ, мод. 2430	$\gamma = \pm 0,5 \%$	–	15040-95	$\gamma = \pm 0,8 \%$	$\gamma = \pm 0,9 \%$
				Модуль 6ES7 331-7KF02-0AB0	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_t = \pm (0,005/K) \%$	15772-02		

Примечания

- 1) В таблице приняты следующие обозначения: γ – приведенная погрешность, γ_t – пределы приведенной дополнительной погрешности от влияния температуры окружающего воздуха; P_{\max} – максимальный верхний предел измерений; P_B – верхний предел измерений.
- 2) Допускается применение первичных измерительных преобразователей аналогичных типов, прошедших испытания в целях утверждения типа с аналогичными техническими и метрологическими характеристиками

Комплектность средства измерений

В комплект ИС входят технические средства, специализированные программные средства, а также документация, представленные в таблицах 2 – 4, соответственно.

Измерительные и комплексные компоненты ИС представлены в таблице 2, вычислительные и вспомогательные компоненты, программное обеспечение (включая программное обеспечение контроллера программируемого) – в таблице 3, техническая документация – в таблице 4.

Таблица 3

№	Наименование	ПО	Количество, шт.
1	В состав АРМ машиниста турбины входят: – компьютер в промышленном исполнении, минимальные требования: процессор Pentium IV; 2.4 ГГц; 2.0 Гбайт ОЗУ; 20 Гбайт HDD; Ethernet; Монитор 19” (1 шт.); клавиатура (1 шт.); мышь (1 шт.)	Операционная система: Microsoft Windows XP Pro. Прикладное ПО: СУБД Microsoft SQL Server 2005; SCADA система – SIMATIC WinCC v.7.0, SIEMENS AG; проект: TG3	1
2	Контроллер программируемый SIMATIC S7-300	Система программирования STEP 7; проект: TG3_end	1
3	Программатор, минимальные требования: ноутбук 15"; Pentium IV; 3.0 ГГц; 512 Мбайт ОЗУ; 80 Гбайт HDD; DVD-R/RW; FDD; Ethernet; USB/MPI адаптер	Операционная система: Microsoft Windows XP Pro. Прикладное ПО: Пакет PCS7 v.6.0; система программирования STEP 7	1
4	Источник бесперебойного питания APC Black Smart-UPS 3000 VA/2700W	–	1
5	Стабилизированный блок питания модульного типа SITOP POWER 120/230-500 В AC ($U_{вх}$), 24 В/10 А DC ($U_{вых}$)	–	2

Таблица 4

№	Наименование	Количество, шт.
1	РИЦ061 00-ИЭ «Ремонт систем автоматического регулирования ТГ № 3, вибромониторинга ТГ № 2 и передачи данных потребления речной воды на береговой насосной станции». Руководство пользователя	1
2	«Система измерительная САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК». Паспорт	1
3	«Система измерительная САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК». Методика поверки	1

Поверка

осуществляется по документу МП 50178-12 «Система измерительная САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК». Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Томский ЦСМ» «26» декабря 2011 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных измерительных преобразователей;
- калибратор многофункциональный МС5-R. Основные метрологические характеристики калибратора приведены в таблице 5;

– миллиомметр Е6-18/1. Основные метрологические характеристики миллиомметра Е6-18/1 приведены в таблице 5.

Таблица 5

Наименование и тип средства поверки	Основные метрологические характеристики	
	Диапазон измерений, номинальное значение	Погрешность, класс точности, цена деления
Калибратор многофункциональный МС5-Р	Воспроизведение сигналов силы постоянного тока в диапазоне от 0 до 20 мА (при $R_{нагр} = 800 \text{ Ом}$)	$\Delta = \pm(0,2 \cdot 10^{-3} \cdot I_{показ.} + 1) \text{ мкА}$
Миллиомметр Е6-18/1	от 0,0001 до 100 Ом	$\delta = \pm 1,5 \%$

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: Δ – абсолютная погрешность; δ – относительная погрешность; $I_{показ.}$ – показания тока

Сведения о методиках (методах) измерений

РИЦ061 00-ИЭ «Ремонт систем автоматического регулирования ТГ № 3, вибромониторинга ТГ № 2 и передачи данных потребления речной воды на береговой насосной станции». Руководство пользователя.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе измерительной САР ТГ № 3 Западно-Сибирской ТЭЦ – филиала ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК»

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

2 ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление производственного контроля за соблюдением установленных законодательством Российской Федерации требований промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» (ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

Россия, 654043, Кемеровская обл., г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Тел. (3843) 59-59-00, факс (3843) 59-43-43

E-mail: zsmk@zsmk.ru, интернет <http://zsmk.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

Юридический адрес: Россия, 634012, г. Томск, ул. Косарева, д.17-а

Тел. (3822) 55-44-86, факс (3822) 56-19-61, 55-36-76

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru, интернет <http://tomskcsm.ru>

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30113-08 от 04.08.2011 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян