РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ
И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА, ПОСТАВЛЯЕМОГО НА ТЭС

РД 153-34.0-11.337-97

СПО

ОРГРЭС
Москва 1999

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ
И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА, ПОСТАВЛЯЕМОГО НА ТЭС

РД 153-34.0-11.337-97

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1999

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *А.Д. МЕДВЕДОВСКИЙ, В.И. ОСИПОВА*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 11.08.97 г.

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 1999

Подписано к печати 12.03.99 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл. печ. л 0,9 Уч.-изд. л. 0,9 Тираж 250 экз.
Заказ № 57 Издат. № 98090

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семёновский пер., д.15

УДК 621.311

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА, ПОСТАВЛЯЕМОГО НА ТЭС

РД 153-34.0-11.337-97
Введено впервые

Вводится в действие с 01.03.99 г.

Настоящая Методика разработана в соответствии с [1] и [14].

Методика устанавливает порядок выполнения измерений температуры газообразного топлива, поставляемого на ТЭС от газоснабжающих организаций, и предназначена для персонала электростанций, наладочных и проектных организаций.

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ

1.1. Настоящая Методика предназначена для использования при организации и выполнении измерений температуры газообразного топлива, поставляемого на ТЭС, для оперативного контроля и определения количества газа при расчете с поставщиками.

1.2. Методика устанавливает требования к методам и средствам измерений (СИ), алгоритмы подготовки, проведения и обработки результатов измерений.

1.3. Методика обеспечивает получение достоверных количественных показателей точности измерений в стационарном режиме работы энергооборудования при принятой доверительной вероятности P, равной 0,95, и устанавливает способы их выражения.

1.4. Согласно [12] устанавливается значение нормированной абсолютной погрешности измерения температуры газообразного топлива ±2°С для оперативного контроля и расчета технико-экономических показателей (ТЭП) работы оборудования.

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЯЕМОМ ПАРАМЕТРЕ. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ И СТРУКТУРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

2.1. Значения температуры газообразного топлива находятся в пределах от минус 50°С до плюс 50°С.

В соответствии с [13] требуется постоянное измерение и регистрация данного параметра.

2.2. Измерение температуры газообразного топлива производится контактным методом. В качестве первичных измерительных преобразователей (ПИП) применяются термопреобразователи сопротивления (ТС). Технические требования к ним должны соответствовать [2].

2.3. В качестве измерительных приборов применяются показывающие самопишущие мосты типа КСМ и других типов с погрешностью регистрации не хуже 1,0.

Для соединения ТС с измерительными приборами используется соединительный кабель марки КВВГ.

2.4. На энергоблоках, оснащенных информационными измерительными системами (ИИС) на базе средств вычислительной техники, каналы измерения температуры газообразного топлива состоят из ТС, измерительных преобразователей (ИП), аналого-цифровых преобразователей различных типов в зависимости от типа применяемого информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и устройства отображения информации (цифрового табло, цифропечатающего устройства и т.д.).

2.5. Измерительные преобразователи могут быть индивидуальными или входить в состав ИИС.

2.6. Номенклатура рекомендуемых для применения СИ приведена в приложении 1.

Допускается применение других средств измерений с характеристиками, соответствующими указанным в приложении 1.

3. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

3.1. При выполнении измерения температуры газообразного топлива должны быть соблюдены условия, при которых зна-

чения основных влияющих факторов в месте установки СИ (температуры окружающего воздуха, влажности, вибрации, внешних электрических и магнитных полей, напряжения питания, запыленности) не должны превышать значений, указанных в НТД на эти СИ.

3.2. Для уменьшения влияния изменения температуры окружающей среды в местах прокладки соединительных линий на сопротивление проводов присоединение каждого ТС к измерительному прибору рекомендуется выполнять по трехпроводной схеме, что практически исключает возникновение дополнительной погрешности от соединительных линий.

4. АЛГОРИТМ ПОДГОТОВКИ И ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1. При выполнении измерений температуры газообразного топлива необходимо осуществлять контроль значений внешних влияющих факторов в месте установки СИ, входящих в систему измерения рассматриваемого параметра.

Перечень рекомендуемых СИ для контроля параметров внешних влияющих факторов представлен в приложении 2.

4.2. Перед началом выполнения измерений необходимо произвести внешний осмотр элементов измерительной системы, при котором проверяются:

сроки очередных поверок по паспортам, графикам поверки или записям в журнале;

комплектность измерительной системы в соответствии со структурными схемами построения измерительного канала;

правильность функционирования элементов измерительной системы;

отсутствие видимых механических повреждений элементов измерительной системы;

правильность выполнения монтажа элементов измерительной системы;

надежность и качество заземления СИ.

Проверка производится в соответствии с [4], п. 6.3 [5], [8].

4.3. При проведении измерений температуры газообразного топлива должны быть выполнены операции, предусмотренные техническими описаниями и инструкциями по эксплуатации элементов измерительной системы.

5. ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ. СПОСОБЫ И ФОРМА ИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

5.1. В качестве показателя точности измерений температуры газообразного топлива принимается интервал, в котором с установленной доверительной вероятностью находится суммарная погрешность измерений. Результаты измерений представляются в следующей форме:

$$T;\ \Delta \text{ от } \Delta_l \text{ до } \Delta_h;\ P,$$

где T — результат измерений температуры, °С;

Δ, Δ_l и Δ_h — погрешность измерений температуры соответственно с нижней и верхней ее границами, °С;

P — установленная доверительная вероятность, равная 0,95, при которой погрешность измерений находится в границах доверительного интервала.

5.2. Численные значения результатов измерений должны оканчиваться цифрой, на один разряд большей, чем численное значение абсолютной погрешности измерений температуры.

6. АЛГОРИТМ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОЧНОСТИ

6.1. Обработка результатов измерений температуры газообразного топлива, поступающего на ТЭС, заключается в расчете среднесуточной температуры газа или температуры за определенный промежуток времени, а также в оценке погрешности измерения температуры газообразного топлива.

6.1.1. Среднесуточное значение температуры газообразного топлива (°С) определяется путем обработки суточной диаграм-

мы регистрирующего прибора планиметрированием (для системы измерения с использованием регистрирующих СИ):

$$t_j = \frac{F m_t}{\tau S}, \qquad (1)$$

где t_j — среднесуточное значение температуры газа для j-й измерительной системы;

F — площадь диаграммы, вычисленная планиметром за интервал усреднения, см^2;

m_t — масштаб температуры, определяемый делением диапазона показаний измерительного прибора на ширину диаграммы, °С/см;

τ — интервал усреднения (24 ч);

S — скорость движения диаграммы, см/ч.

6.1.2. При применении ИВК среднее значение температуры газа (°С) для j-й измерительной системы вычисляется по формуле

$$t_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} t_i, \qquad (2)$$

где n — число циклов опроса ТС за заданный интервал усреднения, 1/ч;

t_i — значение температуры газа в i-м цикле опроса, °С.

Период опроса не более 15 с.

6.2. Среднее значение температуры газа $t_{ср}$ (°С) по трубопроводам определяется по формуле

$$t_{ср} = \frac{1}{к} \sum_{j=1}^{к} t_j, \qquad (3)$$

где к — число трубопроводов ($j = 1,2 \ldots$ к).

6.3. Оценка погрешности измерений определяется следующим образом.

6.3.1. Суммарная относительная погрешность измерения температуры газообразного топлива определяется по формуле

$$\delta_\Sigma = \pm\sqrt{\delta^2_{ну} + \delta_{доп}}, \qquad (4)$$

где $\delta_{ну}$ — предел суммарной погрешности системы измерений температуры газа при нормальных условиях, %;

$\delta_{доп}$ — суммарная дополнительная погрешность системы измерений температуры газа, %.

6.3.1.1. Предел суммарной погрешности системы измерений температуры газа при нормальных условиях определяется по формуле

$$\delta_{ну} = \pm\sqrt{\delta^2_{тс} + \delta^2_{рси} + \delta^2_{лс} + \delta^2_{обр}}, \qquad (5)$$

где $\delta_{тс}$ — предел основной допускаемой погрешности ТС, %;

$\delta_{рси}$ — предел основной допускаемой погрешности регистрирующего СИ, %;

$\delta_{лс}$ — погрешность линии связи (при подключении ТС к регистрирующему измерительному прибору по трехпроводной схеме $\delta_{лс} = 0$), %;

$\delta_{обр}$ — погрешность обработки результатов измерения (погрешность планиметрирования при обработке результатов измерений на диаграммной ленте $\delta_{обр} = 0{,}8$), %.

6.3.1.2. Суммарная дополнительная погрешность системы измерений температуры газа определяется по формуле

$$\delta_{доп} = \pm\sqrt{\delta^2_1 + \delta^2_2 + \ldots + \delta^2_n}, \qquad (6)$$

где $\delta_1 \ldots \delta_n$ — составляющие суммарной дополнительной погрешности измерения температуры газа за счет изменения влияющих факторов (температуры, влажности, напряжения, вибрации и т.д.)

6.4. Границы доверительного интервала погрешности измерения, определение которых должно проводиться при метрологической аттестации данной Методики на конкретном оборудовании ТЭС, равновероятны и численно равны

$$\Delta_{l,h} = \pm \frac{\delta_\Sigma X_N}{100\%}, \qquad (7)$$

где δ_Σ — суммарная относительная погрешность измерений температуры в эксплуатационных условиях, %;

X_N — нормирующее значение температуры (диапазон измерения), °С.

6.5. Для определения составляющих дополнительной погрешности в эксплуатационных условиях следует вычислить

оценку математического ожидания [M (ζ)] каждой влияющей величины по формуле

$$M(\zeta) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} \zeta_i, \qquad (8)$$

где ζ_i — значение влияющей величины i-го измерения;

m — количество измерений влияющего фактора за интервал усреднения.

Определение значений температуры окружающего воздуха (далее — температуры) проводится в летнее и зимнее время года в течение 2 сут. В течение каждых суток проводятся четыре серии измерений через 2-3 ч (для СИ, находящихся на щитах и стойках, — по 2 серии у передней и задней панели СИ).

Одна серия измерений проводится в течение 1 ч с регистрацией значения температуры через равные промежутки времени. Количество измерений в одной серии устанавливается равным 10.

По полученным статистическим данным рассчитывается сезонное математическое ожидание влияющего фактора от температуры окружающего воздуха.

Контроль влажности, барометрического давления, напряжения и частоты питающей среды, напряженности внешних магнитных полей осуществляется три раза в сутки (утром, днем и вечером) во время проведения экспериментальных исследований.

По полученным значениям математических ожиданий каждого влияющего фактора определяются значения дополнительных погрешностей в соответствии с техническими описаниями на СИ и элементы измерительной системы.

6.6. Приведенный метод является упрощенным способом оценки погрешности измерений температуры газообразного топлива в условиях эксплуатации элементов измерительной системы.

6.7. Пример расчета погрешности измерения температуры газообразного топлива по алгоритму, изложенному в п. 6.3, приведен в справочном приложении 3.

6.8. Для получения более точных оценок погрешности измерений температуры газа может быть использован эксперимен-

тальный метод с обработкой результатов измерений в соответствии с [3].

7. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

При эксплуатации системы измерения температуры газообразного топлива, поставляемого на ТЭС от газоснабжающих организаций, необходимо соблюдать требования [9], [10] и [11].

8. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

К выполнению измерений и обработке их результатов допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификацию, при:

выполнении измерений — электрослесаря не ниже 3-го разряда;

обработке результатов измерений — техника или инженера-метролога.

Приложение 1
Рекомендуемое

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОСТУПАЮЩЕГО НА ТЭС

Наименование СИ	Тип СИ	Диапазон измерения	Предел основной допускаемой погрешности, %	Организация-изготовитель
Первичные измерительные преобразователи				
Термопреобразователи сопротивления платиновые	ТСП градуировки 50П 100П	От минус 50 до плюс 200°С, класс В	В соответствии с [2] для класса допуска В, С	Фирма "Навигатор", г. Москва НПО "Электротермометрия", г. Луцк
Термопреобразователи сопротивления медные	ТСМ градуировки 50М 100М	От минус 50 до плюс 150°С, класс В; от минус 50 до плюс 180°С, класс С; от минус 50 до плюс 50°С, класс В		
Регистрирующие приборы				
Мосты автоматические, показывающие и самопишущие	КСМ1	От минус 50 до плюс 50°С; от минус 50 до плюс 100°С; от минус 70 до плюс 180°С	По показаниям и регистрации – 1,0	Завод "Автоматика", г. Киров
	КСМ2		По показаниям – 0,5, по регистрации – 1,0	ПО "Львовприбор", г. Львов
	КСМ4		По показаниям – 0, 25, по регистрации – 0,5	Завод "Электроавтоматика", г. Йошкар-Ола
Приборы регистрирующие	Диск 250	В соответствии с заказом потребителя	По показаниям – 0,5, по регистрации – 1	Челябинский завод "Теплоприбор"
Приборы регистрирующие одно- и многоканальные	РП160		По показаниям – 0,5, по регистрации – 1	ПО "Львовприбор", г. Львов
Измерительный преобразователь	Ш-79	—	По показаниям – 0,6	ПО "Микроприбор", г. Львов
	Ш-71	—	По показаниям – 0,4	

Приложение 2
Справочное

ПЕРЕЧЕНЬ СИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ВНЕШНИХ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ

Наименование СИ	Тип	Диапазон измерений	Класс точности, погрешность измерения	Назначение
Термометр лабораторный	ТЛ-4	0-50°С	0,1°С	Измерение температуры окружающего воздуха
Барометр-анероид	БАММ-1	(80÷106)х1000 Па	0,2	Измерение барометрического давления
Психрометр Августа	—	3-100%	0,5	Измерение влажности окружающего воздуха
Ампервольтметр	Ц4312	0-250 В	2,5	Измерение напряжения питания
Частотомер	Ч3-63	0,1-1000 Гц	$\pm 5 \cdot 10^{-7}$ Гц	Измерение частоты
Виброизмерительный прибор	БИП-7	12-200 Гц	5,0	Измерение вибрации
Теслаамперметр	Ф4354/1	До 400 А/м	2,5	Измерение напряженности магнитного поля

Приложение 3
Справочное

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА, ПОСТУПАЮЩЕГО НА ТЭС

1. Исходные данные

Измерение температуры газообразного топлива осуществляется комплектом, состоящим из ТС гр. 23 класса В, с диапазоном измерения от минус 50 до плюс 50°С и измерительного прибора КСМ4, класса точности 0,5, эксплуатируемого при температуре окружающего воздуха 29°С. Соединение ТС с автоматическим мостом произведено кабелем марки КВВГ. Результаты измерений обрабатываются планиметром. Количество трубопроводов — 1. Норма точности измерений установлена ±2°С. Среднее значение температуры, полученное при обработке диаграммной ленты за интервал усреднения (1 ч), равно 31°С.

2. Оценка погрешности измерений

2.1. Условия эксплуатации термопреобразователя сопротивления соответствуют условиям его применения, изложенным в НТД, поэтому дополнительной погрешности в этом элементе измерительной системы не возникает.

2.2. Термопреобразователь сопротивления подключен к измерительному прибору по трехпроводной схеме, которая практически исключает влияние температуры окружающей среды на сопротивление соединительных проводов, и, следовательно, дополнительной погрешности в соединительных проводах не возникает [6], т.е. $\delta_{ас} = 0$.

На измерительный прибор оказывает влияние только температура окружающей среды, так как при нормальной эксплуатации изменение напряжения питания сети и вибрация в месте установки измерительного прибора (БЩУ) не превышают значений, для которых нормируется основная погрешность. Дополнительная погрешность из-за изменения влажности не возникает.

2.3. Погрешность обработки результатов измерения принимается равной 0,8% [7].

2.4. Расчет погрешности производится по формулам (4)-(6) и данным приложения 2.

2.4.1. По [2] определяется абсолютное значение погрешности ТС в зависимости от типа и класса допуска:

$$\Delta_{\text{тсм}} = + (0{,}15 + 0{,}0035 \cdot 31) = +0{,}3^{\circ}\text{C}.$$

2.4.2. Относительное значение погрешности ТСМ определяется по формуле

$$\delta_{\text{тсм}} = \pm \frac{\Delta_{\text{тсм}}}{X_N} 100\,\% = \frac{0{,}3}{|\,50 - (-\,50)\,|} 100\,\% = \pm 0{,}3\%.$$

2.4.3. Для уравновешенных мостов КСМ4 дополнительная погрешность, вызванная изменением температуры окружающего воздуха от 20±5°С до любой температуры (в пределах от 5 до 50°С) на каждые 10°С, составляет 0,25%, т.е. $\delta_{\text{доп}} = \pm 0{,}25\%$.

2.4.4. Суммарная относительная погрешность системы измерения температуры газа определяется по формуле (4):

$$\delta_{\Sigma} = \pm\sqrt{(0{,}3)^2 + (0{,}5)^2 + (0{,}25)^2 + (0{,}8)^2} = \pm 1{,}0\,\%.$$

2.4.5. Границы доверительного интервала погрешности измерения численно равны

$$\Delta_{l,h} = \pm \frac{1\,[50 - (-50)]}{100} = \pm 1^{\circ}\text{C}.$$

2.4.6. Расчет показал, что погрешность измерения температуры газообразного топлива не превышает установленную норму точности измерения.

СПИСОК
ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 8.563-96. Методики выполнения измерений.
2. ГОСТ Р 50353-92 (МЭК 751-85). Термопреобразователи сопротивления. Общие технические условия.
3. ГОСТ 8.207-76. ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.
4. СНиП III.05.07-85. Системы автоматизации.
5. РД 50.213-80. Правила измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами.
6. Паперный Е.А., Эйдельштейн И.Л. Погрешности контактных методов измерения температуры.- М.: Энергия, 1966.
7. Войнич Е.В., Лебедев А.Т., Новиков В.А., Баранов П.А. Погрешность планиметрирования.- Измерительная техника, 1982, № 8.
8. Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электрических станций: РД 34.35.412-88.- М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
9. *Правила техники безопасности* при эксплуатации электроустановок.- М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: РД 34.03.201-97.- М.: НЦ ЭНАС, 1997.

11. Правила безопасности в газовом хозяйстве.- М.: Недра, 1991.
12. Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций: РД 34.11.321-96.- М.: Ротапринт ВТИ, 1997.
13. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34.35.101-88.- М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
14. Методические указания. Разработка и аттестация методик выполнения измерений, используемых на энергопредприятиях для контроля технологических параметров, не подлежащих государственному метрологическому надзору. Организация и порядок проведения: РД 34.11.303-97.- М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

gost.e-ecolog.ru