
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ
—
201

Наилучшие доступные технологии

**АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ И УЧЕТА
ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В АТМОСФЕРУ**

Основные требования



Москва
Стандартинформ
201

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации материалов и технологий» (ФГУП «ВНИИ СМТ»),

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 113 «Наилучшие доступные технологии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от №

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта и проведения его мониторинга установлены в ГОСТ Р 1.16—2011 (разделы 5 и 6).

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии собирает сведения о практическом применении настоящего стандарта. Данные сведения, а также замечания и предложения по содержанию стандарта можно направить не позднее чем за девять месяцев до истечения срока его действия разработчику настоящего стандарта по адресу: m.volosatova@vniismt.ru и во ФГУП «ВНИИ СМТ» по адресу: 117418, г. Москва, Нахимовский просп., д. 31, корп. 2.

В случае отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемых информационном указателе «Национальные стандарты» и журнале «Вестник технического регулирования». Уведомление будет размещено также на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.gost.ru)

© Стандартиформ, 2016

Настоящий предварительный стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения.....	
2 Нормативные ссылки.....	
3 Термины, определения и сокращения.....	
4 Назначение и применение АСНКиУВ.....	
5 Предпроектные работы.....	
6 Проектирование АСНКиУВ.....	
7 Пуско-наладочные работы и приемочные испытания по вводу АСНКиУВ в эксплуатацию.....	
8 Эксплуатация АСНКиУВ.....	
Приложение А (справочное) Опросный лист по предварительному обследованию ТЭС.....	
Приложение Б (обязательное) Методика выбора газоаналитического оборудования для АСНКиУВ ТЭС.....	
Приложение В (справочное) Рекомендуемые форматы представления данных измерений.....	
Библиография.....	

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ

Наилучшие доступные технологии АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В АТМОСФЕРУ

Основные требования

Best available techniques. Automatic systems for continuous control and metering of air emissions of thermal electric power stations. General requirements

Срок действия – с 201 .0 .01
по 20 .0 .01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает основные требования к проектированию и эксплуатации автоматических систем непрерывного контроля и учета вредных выбросов (АСНКиУВ) в дымовых газах энергетических установок тепловых электростанций (ТЭС).

Данные системы предназначены для энергетических установок на органическом топливе (котлы единичной входной тепловой мощностью 50 МВт и более и газотурбинные установки) и стационарных источников загрязнения атмосферы (дымовые трубы) тепловых электростанций, выбросы маркерных загрязняющих веществ от которых в обязательном порядке подлежат непрерывному инструментальному контролю и учету в соответствии с [1] – [3].

Требования настоящего стандарта предназначены для применения на ТЭС, отнесенных к предприятиям I категории в соответствии с [2].

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.563-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем

ГОСТ Р 8.736–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения

ГОСТ 29328–92 Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические требования

ГОСТ Р 50831–95 Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» на текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 автоматическая система непрерывного контроля и учета выбросов; АСНКиУВ: Информационно-измерительная система, предназначенная для непрерывных измерений с установленной погрешностью концентраций маркерных вредных веществ в дымовых газах и передачи информации о массе выбросов в государственный фонд данных экологического мониторинга.

3.2 аналитическое оборудование: Применяемые в составе АСНКиУВ газоанализаторы, средства измерения расходов отходящих газов или топлива, средства измерения физических параметров (температура, давление, влажность) отходящих газов.

3.3 беспробоотборный анализатор: Средство измерения, производящее газовый анализ непосредственно в потоке дымовых газов без отбора газовой пробы за пределы газохода.

3.4 валовый выброс: Масса выбрасываемого в атмосферу загрязняющего вещества в течение определенного отчетного периода времени (т/год) от источника или совокупности источников загрязнения.

3.5

временно разрешенные выбросы: Объем или масса химических веществ либо смеси химических веществ, микроорганизмов, иных веществ, разрешенные для выброса в атмосферный воздух и устанавливаемые для действующих стационарных источников в целях достижения нормативов допустимых выбросов на период выполнения плана мероприятий по охране окружающей среды или достижения технологических нормативов на период реализации программы повышения экологической эффективности.

[1], статья 1.

3.6 газоанализатор: Средство измерения для определения качественного и/или количественного состава газовой смеси, основанное на каком-либо физико-химическом процессе.

3.7

газоаналитическая система: Измерительная система, включающая газоанализатор, вспомогательное оборудование и средства первичной обработки и хранения результатов.

[4]

3.8 газовый тракт котельной установки: Часть газоздушного тракта от среза горелки до ввода в дымовую трубу, по которому перемещаются продукты сгорания, в котором установлены аппараты газо-, пылеочистки продуктов сгорания и дымососы.

3.9 газотурбинная установка; ГТУ: Совокупность воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу.

3.10 газоход: Короб или труба, внутри которой перемещаются отходящие от котла продукты сгорания.

3.11 котел-утилизатор: Паровой или водогрейный котел, не имеющий собственной топки и использующий тепло отходящих газов каких-либо промышленной или энергетической установки.

3.12

измерение: Совокупность действий, выполняемых при помощи средств измерений с целью нахождения числового для определения количественного значения измеряемой величины в принятых единицах измерения.

[5]

3.13 измерительное сечение: Сечение газохода, в котором производится отбор газовой пробы для пробоотборных систем или непосредственное определение газового состава при использовании беспробоотборных систем.

3.14

калибровка средств измерений: Совокупность операций, выполняемых для определения действительных значений метрологических характеристик средств измерений.

[5]

3.15 контрольное сечение: Сечение газового тракта за котлом, в котором проводят измерения концентраций загрязняющих веществ для контроля и учета массовых выбросов вредных веществ в атмосферу.

3.16

котельная установка: Котел (котлоагрегат) совместно с горелочными, топочными тягодутьевыми устройствами, механизмами для удаления продуктов горения и использования тепловой энергии уходящих газов (экономайзерами, воздухоподогревателями и т.д.) и оснащенный средствами автоматического регулирования, контроля и сигнализации процесса выработки теплоносителя заданных параметров.

[4]

3.17 локальный (одноточечный) зонд: Пробоотборный зонд, обеспечивающий отбор пробы газа из одной точки потока или объема газовой смеси.

3.18 маркерное вещество: Наиболее значимый представитель группы веществ, внутри которой наблюдается тесная корреляционная взаимосвязь, выбираемый по определенным критериям. Особенностью маркерного вещества является то, что по его значению можно оценить значения всех веществ, входящих в группу.

3.19 массовый выброс: Масса загрязняющего вещества, поступающего в атмосферу от источника загрязнения атмосферы в единицу времени (г/с).

3.20 метрологическое требование: Требования к влияющим на результат и показатели точности измерений характеристикам (параметрам) измерений, средств измерений, а также к условиям, при которых эти характеристики (параметры) должны быть обеспечены.

3.21

наилучшая доступная технология: Технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения.

[1], статья 1.

3.22 непрерывные измерения: Круглосуточные измерения, допускающие перерывы для проведения ремонтных, наладочных, поверочных (калибровочных) работ.

3.23 нормальные условия: Температура 273,15 К и давление 101,3 кПа.

3.24

организованный промышленный выброс: Промышленный выброс, поступающий в атмосферу через специально сооруженные газоходы, воздухопроводы и трубы

[ГОСТ 17.2.1.04]

3.25 побудитель расхода: Устройство (эжектор, насосы мембранные, ротационные и др.), обеспечивающее транспортировку газовой пробы от места ее отбора к газоанализатору с помощью пробоотборной линии.

3.26 поверка (средств измерений): Определение погрешностей средств измерений (газоанализатор, измерительный канал и др.) и установление их пригодности к применению и соответствия классу точности.

3.27 поверочные газовые смеси: Газовые смеси определенного состава, подготовленные в соответствии с установленными техническими требованиями и используемые для поверки и калибровки средств измерений.

3.28

нормативы допустимых выбросов: нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, которые определяются как объем или масса химических веществ либо смеси химических веществ, микроорганизмов, иных веществ, как показатели активности радиоактивных веществ, допустимые для выброса в атмосферный воздух стационарными источниками.

[1], статья 1

3.29 приемочные испытания АСНКиУВ: Контрольные испытания, проводимые после пуско-наладочных испытаний с целью выявления возможности функцио-

нирования АСНКиУВ с надлежащим качеством в соответствии с техническим заданием.

3.30 пусконаладочные испытания АСНКиУВ: Испытания, направленные на выявление и устранение ошибок, допущенных на стадиях проектирования и монтажа АСНКиУВ.

3.31 проба газов: Объем газовой смеси, отбираемый из потока или объема исследуемых газов для анализа.

3.32 пробоотборная (газоимпульсная) линия: Элемент газоаналитической системы, служащий для транспортирования пробы газов от места забора пробы до газоанализатора без изменения ее химического и количественного состава. Может содержать или не содержать побудитель расхода.

3.33 пробоотборные газоанализаторы: Средства измерений, производящие анализ газовой пробы, отобранной из потока дымовых газов за пределы газохода.

3.34 пробоотборный зонд (пробоотборник): Устройство для отбора газовой пробы из потока или объема исследуемой газовой смеси без изменения ее химического и количественного состава.

3.35 продукты сгорания: Газы, образующиеся в процессе сгорания топлива.

3.36 режимное сечение: Сечение газового тракта котла, максимально приближенное к топочной камере, в котором технически возможны непрерывные длительные измерения состава дымовых газов с целью контроля и регулирования процесса сжигания.

3.37 средства измерений: Технические средства, применяемые для проведения измерений и имеющие нормированные метрологические свойства.

3.38 стандартные условия: Сухие дымовые газы при $O_2 = 6\%$ для котельных установок и $O_2 = 15\%$ для газотурбинных установок и нормальных условиях.

3.39 сухие газы (продукты сгорания): Дымовые газы, в которых произошла конденсация водяных паров (образовавшихся в процессе горения топлива) из-за их остывания до температур ниже температуры насыщения (при $r_{H_2O} = p_{H_2O} = 0,10 - 0,14$ $t_s \approx 45\text{ °C} - 55\text{ °C}$).

3.40

стационарный источник загрязнения окружающей среды (стационарный источник): Источник загрязнения окружающей среды, местоположение которого определено с применением единой государственной системы координат или который может быть перемещен посредством передвижного источника загрязнения

окружающей среды.

[1], статья 1.

3.41 техническое задание на проектирование АСНКиУВ: Комплекс требований, условий и показателей, которым должна соответствовать АСНКиУВ для конкретной ТЭС.

3.42

технологические нормативы: Нормативы выбросов, сбросов загрязняющих веществ, нормативы допустимых физических воздействий, которые устанавливаются с применением технологических показателей.

[1], статья 1

3.43

технологические показатели: Показатели концентрации загрязняющих веществ, объема и (или) массы выбросов, сбросов загрязняющих веществ, образования отходов производства и потребления, потребления воды и использования энергетических ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги.

[1], статья 1

3.44 удельный выброс: Выброс загрязняющих веществ, приходящихся на единицу массы сжигаемого топлива или тонну условного топлива (т у.т.) (кг/т или кг/т у.т) или на единицу вводимого в топку тепла (г/МДж)

3.45 условное топливо: Принятое для расчетов условное топливо (у.т.) с теплотой сгорания, равной 7000 ккал/кг (4,18 МДж/кг), выражается в тоннах условного топлива (т у.т.)

3.46 усредняющий (многоточечный) зонд: Пробоотборный зонд, обеспечивающий за счет одновременного отбора пробы из нескольких точек потока или объема газовой смеси усреднение состава газовой пробы.

3.47 устройства подготовки пробы: Совокупность устройств, обеспечивающая подготовку отобранной пробы газов в соответствии с техническими условиями используемого газоанализатора. Может включать фильтры грубой и тонкой очистки, устройства для удаления влаги и т.д.

3.48 штатные средства измерений: Измерительные приборы и датчики, входящие в штатную комплектацию котельной установки и используемые для контроля рабочих процессов.

4 Назначение и применение АСНКиУВ

4.1. Автоматическая система непрерывного контроля и учета вредных выбросов (АСНКиУВ) предназначена для непрерывных круглосуточных инструментальных измерений с установленной погрешностью концентраций вредных веществ в дымовых газах энергетических установок ТЭС, получения информации о фактических массовых выбросах этих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников загрязнения атмосферы (ИЗА) и передачи информации о массе выбросов в Государственный фонд данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды).

4.2. Основные цели создания и эксплуатации АСНКиУВ:

- контроль и учет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для снижения негативного воздействия ТЭС на окружающую среду;
- контроль технологических параметров энергетических установок для оптимизации процессов сжигания и повышения экономической эффективности системы мониторинга.

4.3. Основными задачами АСНКиУВ являются:

- обеспечение достоверного непрерывного инструментального контроля и учета массовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в реальных условиях эксплуатации энергетического оборудования;
- передача данных о выбросах энергетических объектов в фонд данных государственного мониторинга окружающей среды;
- контроль за соблюдением нормативов допустимых выбросов вредных веществ;
- снижение объема вредных выбросов в атмосферу за счет контроля и регулирования режимов сжигания топлива и работы пыле-, газоочистного оборудования;
- определение платы за выбросы вредных веществ в атмосферу.

4.4 Стадии внедрения АСНКиУВ

Работы по внедрению АСНКиУВ на действующих объектах включают следующие обязательные стадии и этапы:

- предпроектные работы;
- предварительное обследование энергетических объектов;
- разработка технического задания на проектирование АСНКиУВ.
- проектирование (разработка проектной документации) АСНКиУВ;
- закупка оборудования и программного обеспечения для проведения непрерывных измерений;

- монтаж и подключение измерительного оборудования АСНКиУВ;
- пуско-наладочные работы и приемочные испытания по вводу АСНКиУВ в эксплуатацию;
- разработка и утверждение инструкции по эксплуатации АСНКиУВ;
- поверка измерительного оборудования и сертификация измерительной системы;
- ввод в эксплуатацию.

5 Предпроектные работы

5.1 Предварительное обследование энергетических объектов

5.1.1 Предварительное обследование ТЭС проводят с целью определения основных исходных режимных и конструктивных параметров отдельных энергетических установок, в которых происходит образование маркерных вредных веществ, и ТЭС в целом.

5.1.2 В рамках предварительного обследования проводят полный осмотр энергетической (котельной или газотурбинной) установки для оценки ее состояния, оснащенности средствами регулирования, КИПиА.

5.1.3 Предварительное обследование ТЭС включает определение:

- перечня источников загрязнения атмосферы и эксплуатируемого энергетического оборудования;
- вида используемого основного и резервного топлива;
- перечня установленного за котлами пыле-, газоочистного оборудования и его рабочих характеристик;
- диапазона изменения концентраций маркерных вредных веществ, температур и расхода дымовых газов в рабочем диапазоне нагрузок энергетического оборудования по длине газового тракта;
- других физических величин, характеризующих рабочий процесс;
- основных размеров газового тракта энергетических установок и дымовых труб.

5.1.4 Предварительное обследование выполняет персонал ТЭС либо специализированная организация, проводящей проектирование АСНКиУВ.

Пример опросного листа для проведения предварительного обследования приведен в приложении А.

5.2 Основные требования к разработке технического задания на проектирование АСНКиУВ

5.2.1 В техническом задании приводят:

- общие технические требования к АСНКиУВ;
- описание конструктивных и рабочих параметров объектов, на которых устанавливается измерительное оборудование;
- перечень контролируемых маркерных вредных веществ и рабочих параметров;
- обоснование диапазонов измерений и их допустимую погрешность;
- обоснование выбора мест установки и типа измерительного оборудования (включая вспомогательное оборудование);
- требования к процессу непрерывных измерений с учетом перерывов на ремонтные, наладочные и поверочные работы;
- требования к программному обеспечению АСНКиУВ;
- структура АСНКиУВ и описание ее элементов.

5.2.2 Техническое задание на проектирование АСНКиУВ разрабатывается непосредственно заказчиком (пользователем), либо специализированной организацией и утверждается заказчиком.

6 Проектирование АСНКиУВ

6.1 Требования к проектированию

6.1.1 Основанием для проектирования АСНКиУВ является согласованное и утвержденное техническое задание на проектирование АСНКиУВ, а также техническое задание на проектирование и разработку соответствующего программного обеспечения.

6.1.2 Проектирование АСНКиУВ осуществляют в соответствии с нормативными документами.

6.1.3 При проектировании АСНКиУВ рекомендуется выполнять технико-экономическое обоснование принимаемых решений с учетом особенностей оборудования, условий производства, требований безопасности и удобства обслуживания.

6.2 Состав АСНКиУВ и требования к ее элементам

6.2.1 АСНКиУВ состоит из:

- пробоотборных и беспробоотборных газоанализаторов;
- средств измерения скорости и расхода дымовых газов (или топлива);

- вспомогательного оборудования (пробоотборные зонды, пробоотборные линии, побудители расхода газов, фильтры очистки, каплеуловители и т.д.);
- средств измерения физических параметров дымовых газов и окружающей среды (температуры, давления, влажности);
- средств сбора, обработки, хранения и передачи данных;
- средств регистрации и отображения результатов измерений.

6.2.2 Организационная структура АСНКиУВ должна предусматривать два уровня:

- нижний уровень, на котором данные с измерительных систем передаются на компьютер оперативного персонала на тепловом щите управления для предоставления текущей информации о выбросах загрязняющих веществ, текущей диагностики технологических процессов и оптимизации рабочих процессов в режиме реального времени;

- верхний уровень, который включает в себя сервер информационно-управляющей системы, компьютеры администрации и производственно-технологического отдела ТЭС и компьютер на главном щите управления. На этом уровне осуществляется обработка информации о работе оборудования ТЭС и объемах выбросов загрязняющих веществ.

6.2.3 Газоанализаторы могут устанавливаться на газоходах, шунтовых трубах и дымовых трубах в соответствии с п. 6.3.

6.2.4 В случае установки пробоотборных газоанализаторов используют обогреваемые стационарные пробоотборные линии для предотвращения конденсации водяных паров.

6.2.5 Пробоотборные зонды, используемые для непрерывных измерений, выполняются только из нержавеющей стали.

6.2.6 Установка пробоотборных зондов, пробоотборных линий и вспомогательного оборудования производят в соответствии с [4].

6.2.7 Измерители расхода дымовых газов устанавливают на газоходах котельной установки или на дымовых трубах.

6.2.8 Измерение концентраций твердых частиц должно осуществляться только на вертикальных участках газоходов.

6.2.9 Все средства измерения, входящие в АСНКиУВ, должны соответствовать принципам наилучших доступных технологий.

6.3 Рекомендации по выбору мест (сечений газового тракта) для установки измерительного оборудования

6.3.1 Определение сечений газового тракта, в которых непосредственно измеряют состав газов (измерительных сечений), проводят исходя из поставленных задач обеспечения контроля, регулирования и учета вредных выбросов на основании данных предварительного обследования энергетических объектов в соответствии с [4].

6.3.2 При проектировании АСНКиУВ с точки зрения обеспечения длительной надежной работы измерительного оборудования и обеспечения достоверности измерений в соответствии с [4] определяют:

- режимное сечение для контроля и регулирования процессов горения топлива;
- контрольное сечение для учета выбросов вредных (маркерных) веществ в атмосферу;
- сечения для контроля работы пыле-, газоочистных установок.

6.3.3 Измерения могут проводиться как непосредственно в сечениях газовых трактов энергетических установок, так и газоходах дымовых труб.

6.3.4 В случае, когда выбросы в атмосферный воздух от нескольких стационарных источников (источников выделения выбросов) осуществляются через один источник организованных выбросов, допускается оснащение средствами автоматического контроля всех стационарных источников выделения выбросов вместо источника организованных выбросов.

6.3.5 Выбор мест установки газоаналитического оборудования следует производить с учетом удобства его обслуживания, требований пожарной безопасности и техники безопасности.

6.3.6 Условия работы средств измерений в местах их установки (температура, влажность и запыленность окружающей среды, вибрации, уровень шума и электромагнитного излучения и др.) должны строго соответствовать требованиям, описанным в инструкции по их эксплуатации.

6.3.7 В случае отличия фактических условий работы газоаналитического оборудования от паспортных требований его следует устанавливать в специальные защитные кабины, снабженные системой кондиционирования, или в специальные помещения.

6.4 Требования к средствам измерений и обеспечение единства измерений

6.4.1 Измерения, осуществляемые АСНКиУВ, должны отвечать требованиям, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений [5]

6.4.2 Все средства измерений, включенные в АСНКиУВ, должны:

- иметь сертификат (свидетельство) об утверждении типа средств измерений, выданный федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в области обеспечения единства измерений (Росстандарт);

- до ввода в эксплуатацию и после ремонта быть направлены на поверку, а также проходить периодическую поверку в процессе эксплуатации;

- соответствовать обязательным метрологическим требованиям к средствам измерений.

6.4.3 Реализуемые в средствах измерений методы измерений должны быть включены в «Перечень методик измерения концентраций загрязняющих веществ в выбросах промышленных предприятий, допущенных к применению», утвержденный Минприроды РФ, и Реестр аттестованных методик (методов) измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений.

6.4.4 В соответствии с требованиями к автоматизированной системе контроля выбросов загрязняющих веществ ТЭС [6] допускаемая относительная погрешность инструментальных измерений не должна превышать:

- для концентрации O_2 , CO , NO_x , SO_2 – ± 10 %;

- для концентрации твердых частиц – ± 25 %;

- для скорости дымовых газов – ± 10 %;

- для массового выброса газообразных компонентов – ± 20 %.

6.4.5 Калибровка и обслуживание газоанализаторов осуществляют в соответствии с инструкцией по их эксплуатации. Для калибровки газоанализаторов в зависимости от их типа используют аттестованные поверочные газовые смеси (ПГС), имеющие действующие паспорта, или имитаторы.

6.4.6 Условия работы средств измерений в местах их установки (температура, влажность и запыленность окружающей среды, вибрации, уровень электромагнитного излучения и др.) должны строго соответствовать требованиям, описанным в инструкции по их эксплуатации.

6.4.7 Аналитическое оборудование, входящее в состав АСНКиУВ должно быть ремонтнопригодным (восстанавливаемым).

6.4.8 Для измерения значений параметров, характеризующих режим работы котла, используют штатные средства измерений, установленные на щите управления котла и местных щитах. Для данных целей допускается применение автоматизированных систем сбора и статистической обработки информации на базе ЭВМ.

6.4.9. Средства измерения (первичные измерительные преобразователи) и контроллеры для сбора, хранения и передачи информации должны иметь промышленное исполнение и обеспечивать автоматическое непрерывное измерение в газовых средах со следующими параметрами:

- температура – от 100 до 600 °С;
- давление (разрежение) – от минус 25 до 15 кПа;
- объемный расход – в зависимости от мощности котла выбирают соответствующий диапазон расходов в рабочем диапазоне нагрузок;
- влажность – от 0,5 до 20 % об.

6.4.10 При выборе средств измерений рекомендуется выполнять технико-экономическое обоснование принимаемого решения с учетом производственных условий, конструктивных особенностей и компоновки оборудования, требований безопасности и удобства обслуживания (методика сравнительной оценки измерительных систем приведена в приложении Б).

6.5 Методика организации непрерывных измерений на действующем оборудовании

6.5.1 Непрерывные измерения должны быть обеспечены в течение всего срока эксплуатации АСНКиУВ за исключением случаев поверки, калибровки, ремонта и аварийных ситуаций.

6.5.2 Организация непрерывных измерений проводится в соответствии с требованиями [4].

6.5.3 В целях осуществления проверки достоверности измерений концентрации вредных веществ в организованных выбросах АСНКиУВ должна обеспечивать техническую возможность проведения контроля измерений или отбора проб на источнике выбросов без ее отключения.

6.5.4 В случае проведения ремонтных работ или аварийных ситуаций в АСНКиУВ допускается на время их проведения производить учет выбросов на основании предыдущих статистических данных из архива АСНКиУВ или по действующим расчетным методикам определения валовых выбросов.

6.6 Оценка фактической погрешности инструментальных измерений на действующем оборудовании

6.6.1 В соответствии с требованиями к автоматизированной системе контроля выбросов загрязняющих веществ ТЭС [6] допускаемая относительная погрешность инструментальных измерений массового выброса вредных веществ не должна превышать $\pm 20\%$.

6.6.2 Суммарная относительная погрешность определения массового выброса вредных примесей $\sigma_{\text{мв}}$ складывается из относительных погрешностей определения концентрации примеси в дымовых газах $\sigma_{\text{конц}}$ и скорости газового потока $\sigma_{\text{скор}}$:

$$\sigma_{\text{мв}} = \sqrt{\sigma_{\text{конц}}^2 + \sigma_{\text{скор}}^2} \quad (1)$$

6.6.3 При организации контроля газового состава продуктов сгорания с помощью пробоотборных газоанализаторов вероятная суммарная относительная погрешность измерения содержания (концентрации) любого компонента газовой смеси составляет

$$\sigma_{\text{конц}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 + \sigma_4^2 + \sigma_5^2 + \sigma_6^2}, \quad (2)$$

где σ_1 – относительная погрешность измерительной системы (для большинства используемых в настоящее время газоанализаторов колеблется в пределах $5\% - 10\%$);

σ_2 – относительная погрешность недостаточной представительности пробы газов, связанная с неточным определением полей концентраций компонентов газовой смеси в газоходе котла;

σ_3 – относительная погрешность, связанная с изменением состава газовых компонентов в линии транспортировки пробы (в результате каталитических окислительных и восстановительных реакций, а также абсорбции конденсатом);

σ_4 – относительная погрешность, связанная с изменением состава газовой фазы в блоке подготовки пробы (включая каплеуловитель/осушитель, фильтры и т.д.);

σ_5 – относительная погрешность, связанная с недостаточной представительностью определения состава топлива и соответственно теоретических объемов воздуха и газов (составляет $0,2\% - 0,5\%$);

σ_6 – относительная погрешность, связанная с недостаточной представительностью определения температуры и давления газового потока и окружающей среды.

6.6.4 При организации контроля газового состава продуктов сгорания с помощью беспробоотборных газоанализаторов вероятная суммарная относительная погрешность измерения содержания (концентрации) любого компонента газовой смеси составляет

$$\sigma_{\text{конц}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 + \sigma_4^2}, \quad (3)$$

где σ_1 – относительная погрешность измерительной системы (для большинства используемых в настоящее время газоанализаторов колеблется в пределах 5 % – 10 %);

σ_2 – относительная погрешность, вызванная неравномерностью полей концентраций компонентов газовой смеси в газоходе котла;

σ_3 – относительная погрешность, связанная с недостаточной представительностью определения состава топлива и соответственно теоретических объемов воздуха и газов (составляет 0,2 % – 0,5 %);

σ_4 – относительная погрешность, связанная с недостаточной представительностью определения температуры и давления газового потока и окружающей среды.

6.6.5 Отклонение условий работы средств измерений от их паспортных условий эксплуатации вызывает дополнительную погрешность и должно учитываться при обработке результатов испытаний в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

7 Пуско-наладочные работы и приемочные испытания по вводу АСНКиУВ в эксплуатацию

7.1 Приемочные испытания и ввод в эксплуатацию осуществляют в соответствии с нормативными документами.

7.2 Рабочая программа приемочных испытаний разрабатывается непосредственными исполнителями работ, согласовывается со стационарными службами и утверждается руководством ТЭС.

7.3 Ввод в промышленную эксплуатацию проводят после успешных пуско-наладочных испытаний при наличии свидетельства о метрологической аттестации и утвержденной инструкции по эксплуатации АСНКиУВ.

7.4 Ввод в эксплуатации должен оформлять специальным совместным актом пользователя АСНКиУВ и организации, проводившей пуско-наладочные испытания.

8 Эксплуатация АСНКиУВ

8.1. Основные требования к эксплуатации АСНКиУВ

8.1.1 Средства измерений, входящие в состав АСНКиУВ подлежат поверке в установленные сроки.

8.1.2 Поверку (калибровку) осуществляет в соответствии с [5] специализированная организация Росстандарта до ввода АСНКиУВ в эксплуатацию с выдачей соответствующего свидетельства.

8.1.3 Средства измерений, входящие в состав АСНКиУВ, подлежат регулярному техническому обслуживанию с проведением работ согласно инструкции по эксплуатации.

8.1.4 В период эксплуатации АСНКиУВ пробоотборные линии должны периодически проверять с целью обнаружения утечек и устранения возможного засорения.

8.1.5 В процессе эксплуатации АСНКиУВ ежегодно проводят контрольные поверки показаний газоанализаторов силами аккредитованных в соответствии с законодательством РФ организаций (лабораторий) с использованием методов измерений, отличающихся от используемых в АСНКиУВ, и поверочных газовых смесей.

8.1.6 Результаты поверки средств измерений удостоверяются знаком поверки, и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) средства измерений, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

8.1.7 В случаях, когда погрешность измерений концентраций вредных веществ превышает установленный предел допустимой погрешности, пользователь обязан принять меры по определению причин отклонений и организовать проведение внеочередной поверки, а также необходимые сервисные, наладочные или ремонтные работы.

8.2 Требования к составу, сбору, обработке, архивации и хранению информации

8.2.1 Пользователь обеспечивает передачу данных об объемах или массе выбросов, о концентрации вредных (загрязняющих) веществ в таких выбросах в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды). Состав передаваемой информации,

форма ее представления, порядок передачи, обработки, хранения и использования этой информации определяет Минприроды РФ.

8.2.2 Для информационного обеспечения функционирования АСНКиУВ ТЭС (см. рисунок 1) необходимо формирование баз данных, содержащих информацию о:

- установленных для энергетического объекта предельно допустимых и технологических нормативов выбросов;
- технической и технологической документации на оборудование;
- результатах измерений концентраций загрязняющих веществ и массовых выбросах в атмосферу, полученных в процессе эксплуатации АСНКиУВ ТЭС;
- методиках расчета платы за выбросы;
- утвержденных формах отчетности по выбросам загрязняющих веществ.

8.2.3 Информация, полученная от АСНКиУВ, должна отображаться на мониторах компьютеров, подключенных к локальной сети, и включать:

- значения текущих и усредненных (за 20 мин) концентраций контролируемых загрязняющих веществ в измерительных сечениях газового тракта, пересчитанные на стандартные условия (при содержании O_2 равном 6 % для котельных установок и 15 % для ГТУ), в $мг/м^3$;
- усредненные (за 20 мин) массовые выбросы вредных веществ в $г/с$;
- текущие значения концентрации кислорода в % об. и коэффициента избытка воздуха в рабочем и контрольном измерительных сечениях;
- усредненный (за 20 мин) расход уходящих газов, пересчитанный на нормальные условия и содержание O_2 равное 6 % для котельных установок и 15 % для ГТУ, в $м^3/с$;
- текущую температуру продуктов сгорания в измерительных сечениях;
- текущую дату (год, месяц, число) и текущее значение времени (часы, минуты, секунды).



Рисунок 1 – Схема информационно-вычислительного комплекса АСНКиУВ

8.2.4 Информация о массовых (валовых) выбросах вредных веществ за отчетные периоды времени отображается на мониторах компьютеров по мере ее накопления.

8.2.5 Результаты непрерывных измерений отображаются на мониторе компьютера в виде таблиц со значениями текущих и накопленных выбросов (см. приложение В), а также в виде графиков зависимости от времени.

8.2.6 Данные о превышении допустимых величин выбросов должны выдаваться в режиме реального времени и сопровождаться сообщением «тревога» на мониторе компьютера и звуковым сигналом. Для этого в АСНКиУВ должно производиться сравнение усредненных за 20 мин массовых выбросов из контролируемого источника с допустимым выбросом в г/с и усредненных за 20 мин измеренных концентраций загрязняющих веществ с допустимым нормативом в мг/м^3 .

8.2.7 Для расчета объема или массы выбросов на основании результатов прямых измерений в АСНКиУВ должны использоваться программно-технические

средства, прошедшие аттестацию (валидацию) в соответствии с законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерения.

8.2.8 Обязательной архивации подлежит следующая информация:

- усредненные за 20 мин значения концентраций загрязняющих веществ в рабочем и контрольных сечениях газового тракта, пересчитанные на стандартные условия (при содержании O_2 равном 6 % для котельных установок и 15 % для ГТУ), в $мг/м^3$;

- усредненные (за 20 мин) величины массовых выбросов вредных веществ, в г/с;

- общее количество в процентах случаев превышения усредненных за 20 мин массовых выбросов (г/с) норматива выбросов и градация по превышениям норматива выбросов на 5 %, 10 %, 15 %...50 % и более;

- величины валовых выбросов вредных веществ за отчетные (контрольные) периоды времени (сутки, месяц, квартал, год).

8.2.9 Архивированные данные должны быть доступны пользователю и сотрудникам территориальных органов Минприроды в любое время суток.

8.2.10 АСНКиУВ должна быть защищена от несанкционированного доступа в базу данных и вмешательства в работу ее элементов и системы в целом. Пользователь несет ответственность за обслуживание и защиту системы архивации и хранения информации от повреждений и внесения изменений.

8.2.11 Пользователь обеспечивает сохранность информации путем ежемесячного копирования архива на магнитный носитель.

8.3 Представление текущих, валовых и удельных массовых вредных выбросов по результатам инструментальных непрерывных измерений

8.3.1 Массовые и удельные выбросы контролируемых веществ определяют путем автоматизированных расчетов в соответствии с [4] по результатам инструментальных измерений их массовых или объемных концентраций, расхода дымовых газов и физических параметров отходящих газов в контрольном сечении газового тракта и окружающей среды (температура, влажность, давление).

8.3.2 Измеренные текущие массовые или объемные концентрации представляют в виде массовых концентраций веществ, пересчитанных на стандартные условия (содержание кислорода в дымовых газах $O_2 = 6\%$ – для котлов по ГОСТ Р 50831 и $O_2 = 15\%$ – для стационарных энергетических газотурбинных установок по ГОСТ 29328; сухие газы) в соответствии с [4].

8.3.3 Связь между массовыми C_m^i , г/м³, (при нормальных условиях) и объемными C_v^i , ppm, концентрациями газообразных веществ устанавливается следующим соотношением

$$C_m^i = k_i C_v^i, \quad (4)$$

где k_i – безразмерный коэффициент пересчета для i -го вещества при нормальных условиях, значения которого приведены в таблице 1:

Т а б л и ц а 1 – Значения коэффициента пересчета k_i для реальных газов при нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа) (см. ГОСТ Р 8.563)

Газ	Коэффициент пересчета k_i
O ₂	$1,43 \cdot 10^{-3}$
CO	$1,25 \cdot 10^{-3}$
CO ₂	$1,98 \cdot 10^{-3}$
SO ₂	$2,93 \cdot 10^{-3}$
NO	$1,34 \cdot 10^{-3}$
NO ₂	$2,05 \cdot 10^{-3}$

8.3.4 Текущие массовые выбросы в атмосферу i -го вещества M_i , г/с, определяют по формуле

$$M_i = C_m^i Q_r, \quad (5)$$

где C_m^i – массовая концентрация i -го вещества г/м³;

Q_r – расход дымовых газов, м³/с (см. 8.3.7).

Здесь и далее значения C_m^i и Q_r берут для одних и тех же значений температуры, давления и коэффициента избытка воздуха (содержания O₂ в отходящих газах).

8.3.5 Для учета трансформации (конверсии) оксида азота NO в диоксид азота NO₂ в атмосферном воздухе измеренная объемная концентрация NO в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 50831 пересчитывается в массовую концентрацию NO₂ и обозначается как NO_x. Затем по формуле (5) рассчитывают массовый выброс NO_x M_{NO_x} и далее в соответствии с ГОСТ Р 50831 определяют массовые выбросы оксида и диоксида азота как

$$M_{NO} = 0,13 M_{NO_x}, \quad (6)$$

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NO_x}. \quad (7)$$

8.3.5 Текущие удельные (по теплоте) выбросы K_i , г/МДж, i -го вещества определяют по формуле

$$K_i = \frac{C_i V_r}{Q_H^P}, \quad (8)$$

где C_i – концентрация i -го вещества, г/м³ (ppm);

V_r – объем дымовых газов на 1 кг (1 м³) топлива, м³/кг (м³/м³);

Q_H^P или Q_H^C – низшая теплота сгорания твердого и жидкого (газообразного) топлива, МДж/кг (МДж/м³).

Здесь и далее значения C_i и V_r берут для одних и тех же значений температуры, давления и коэффициента избытка воздуха (содержания O₂ в отходящих газах).

8.3.6 Текущие удельные массовые (по условному топливу) выбросы m_i^* , г/т у.т., i -го вещества определяют по формуле

$$m_i^* = C_i V_r \frac{Q_{y.t.}}{Q_H^P}, \quad (9)$$

где $Q_{y.t.}$ – теплота сгорания условного топлива, равная 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг).

8.3.7 Текущий объемный расход дымовых газов Q_r , м³/с, определяют по формуле

$$Q_r = W_r F, \quad (10)$$

где W_r – усредненная скорость газов по сечению газохода, м/с;

F – площадь поперечного сечения газохода, м².

Объема дымовых газов приводят к нормальным условиям Q_r (н.м³/с) по формуле

$$Q_r^{н.у.} = Q_r \frac{273}{273 + t_r} \cdot \frac{p_r}{101,3}, \quad (11)$$

где Q_r – расход дымовых газов, рассчитанный по формуле (10) для условий в сечении замера, м³/с;

t_r – температура газов, °С;

p_r – давление (принимается равным фактическому атмосферному давлению), кПа.

8.3.8 Усредненные за 20 минут концентрации, массовые и удельные выбросы определяют как среднеарифметическое значение за период усреднения.

8.3.9 Массовые (валовые) выбросы за длительный (отчетный) период времени (час, смена, сутки, месяц, квартал, год) определяют суммированием текущих величин.

8.3.10 При известном расходе топлива на котельный агрегат объемный расход дымовых газов (при нормальных условиях) $Q_r^{н.у.}$, м³/с, в измерительном сечении может быть определен по формуле

$$Q_r^{н.у.} = B_r \frac{1-q_4}{100} \cdot [V_r^0 + 1,0161(\alpha - 1)V_{в}^0], \quad (12)$$

где B_r – полный расход топлива на котельный агрегат, кг/с (м³/с);

q_4 – потери тепла от механического недожога, %;

V_r^0 – теоретический объем мокрых газов на 1 кг (1 м³) топлива, м³/кг (м³/м³);

α – коэффициент избытка воздуха в сечении отбора газов на анализ;

$V_{в}^0$ – теоретический объем воздуха на 1 кг (1 м³) топлива, м³/кг (м³/м³).

8.3.11 Полный расход газообразного или жидкого топлива на котел может быть определен по щитовым расходомерам с учетом поправок на давление и температуру в топливной магистрали. Данный способ используется при наличии поверенных расходомеров топлива.

8.3.12 В других случаях расход топлива определяют по обратному балансу с использованием результатов измерений основных параметров котла.

8.3.13 При плановом или аварийном отключении АСНКиУВ должен обеспечиваться автоматический расчет массовых выбросов по усредненным показателям в течение времени отключения АСНКиУВ. В качестве усредненных показателей используются удельные выбросы, отнесенные к выработанной продукции (энергии) или потребленного топлива.

Массовые выбросы $M_i^{откл}$, кг, за период отключения определяют по формуле

$$M_i^{откл} = m_i^* B, \quad (13)$$

где m_i^* – удельный выброс i -го вещества на одну тонну потребляемого условного топлива, кг/т у.т.;

B – расход условного топлива за время отключения АСНКиУВ, т у.т.

8.3.14 При работе энергетических установок на резервном топливе вместо инструментальных измерений допускается производить учет выбросов по действующим расчетным методикам.

8.4 Расчет платы за выбросы в атмосферу (экоплатежи)

8.4.1 По результатам непрерывных измерений осуществляют учет выбросов и составляют отчеты по утвержденной форме (2-тп воздух) с использованием архивных данных, накопленных в АСНКиУВ.

8.4.2 На основании ежемесячных отчетных данных, полученных с использованием результатов определения АСНКиУВ количества вредных выбросов, осуществляется исчисление платы за выбросы в атмосферу (экоплатежи).

Приложение А
(справочное)

Опросный лист по предварительному обследованию ТЭС

А.1 Сведения об источниках загрязнения атмосферы (ИЗА)

А.1.1 Перечень ИЗА (дымовых труб).

А.1.2 Тип и параметры дымовой трубы (для каждой дымовой трубы):

- железобетонная/кирпичная/стальная;
- одноствольная/многоствольная;
- отдельно стоящая/на котле;
- высота и диаметр устья дымовой трубы;
- год ввода в эксплуатацию.

А.1.3 Количество и станционная нумерация энергетических установок (котлов/ГТУ), присоединенных к каждой дымовой трубе.

А.2 Сведения об имеющихся котельных установках, присоединенных к дымовой трубе (для каждой установки, включая котлы в составе сбросных ПГУ)

А.2.1 Тип (паровой/водогрейный) и маркировка (по ГОСТ/заводская) котла, год ввода в эксплуатацию.

А.2.2 Вид основного/резервного топлива (твердое топливо/природный газ/мазут).

А.2.3 Название основного/резервного топлива и его основные характеристики (состав, теплота сгорания и т.д.).

А.2.4 Рабочий диапазон нагрузок котла для основного/резервного топлива.

А.2.5 Расход основного/резервного топлива и уходящих газов на номинальной нагрузке.

А.2.6 Коэффициенты избытка воздуха в режимном сечении и за котлом для основного/резервного топлива в рабочем диапазоне нагрузок.

А.2.7 Перечень и наименование установок пыле-, газоочистки, установленных на котле (СНКВ, СКВ) или за котлом (ЗУ, СКВ, установки сероочистки).

А.2.8 Описание газового тракта котельной установки (от топки котла до ввода в дымовую трубу) с указанием установленных тягодутьевых машин, их рабочих характеристик и основных размеров газоходов.

А.2.9 Температуры продуктов сгорания вдоль газового тракта котельной установки (в режимном сечении; уходящих газов; перед и за установками пыле-, газо-

очистки; перед или за дымососом; перед вводом в дымовую трубу) в рабочем диапазоне нагрузок для основного/резервного топлива.

А.3 Сведения об имеющихся газотурбинных/парогазовых установках, присоединенных к дымовой трубе (для каждой установки)

А.3.1 Тип ПГУ (утилизационная/сбросная) и ее основные рабочие характеристики.

А.3.2 Тип ГТУ и ее маркировка, год ввода в эксплуатацию.

А.3.3 Вид основного/резервного топлива ГТУ (природный газ/жидкое газотурбинное топливо) и его основные характеристики (состав, теплота сгорания и т.д.).

А.3.4 Тип котла-утилизатора в составе утилизационной ПГУ (паровой/водогрейный; с дожиганием/без дожигания) и маркировка (по ГОСТ/заводская) котла, год ввода в эксплуатацию.

А.3.5 Вид основного/резервного топлива для котла-утилизатора с дожиганием.

А.3.6 Рабочий диапазон нагрузок ГТУ/ПГУ для основного/резервного топлива.

А.3.7 Расход основного/резервного топлива в ГТУ и котле-утилизаторе с дожиганием и отходящих газов на номинальной нагрузке.

А.3.8 Коэффициенты избытка воздуха и температуры газов за ГТУ и за котлом-утилизатором для основного/резервного топлива в рабочем диапазоне нагрузок.

А.3.9 Описание газового тракта ГТУ/ПГУ и основных размеров газоходов.

А.4 Сведения о вредных (маркерных) веществах, выбрасываемых в атмосферу (для каждой котельной установки, ГТУ, ПГУ)

А.4.1 Перечень маркерных веществ, характерных для технологии сжигания основного/резервного топлива.

А.4.2 Диапазон изменения концентраций маркерных веществ (приведенных к стандартным условиям) в продуктах сгорания в режимном сечении газового тракта энергетической установки и за энергетической установкой (указать сечение газового тракта установки) в рабочем диапазоне нагрузок для основного/резервного топлива.

А.4.3 Диапазон изменения концентраций соответствующих маркерных веществ (приведенных к стандартным условиям) в дымовых газах котельной установки до и после установок пыле-, газоочистки продуктов сгорания в рабочем диапазоне нагрузок котла для основного/резервного топлива.

Приложение Б
(обязательное)

Методика выбора газоаналитического оборудования для АСНКиУВ ТЭС

Настоящая методика описывает последовательность действий при выборе газоаналитического оборудования для АСНКиУВ ТЭС и распространяется на газоаналитические системы, включенные в Реестр средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений.

Методика разработана в соответствии с федеральными законами [1] и [5], документами [4], [6] и [9].

Выбор газоаналитического оборудования для АСНКиУВ производят в соответствии с целями и задачами АСНКиУВ (см. раздел 4 настоящего стандарта) и общими требованиями к средствам измерений (см. 8.4 настоящего стандарта).

Для упрощения проведения сравнительного анализа целесообразно большую часть вычислений проводить с помощью программных средств, причем отдельно проводить анализ для газоанализаторов, измеряющих только одно вещество, и отдельно для многокомпонентных газоанализаторов, а затем проводить сравнение выбранных решений по обеим позициям с точки зрения наиболее экономически выгодного решения.

При проведении сравнительного анализа для выбора оптимальной газоаналитической системы выполняют следующую последовательность действий:

1) На первом этапе определяют назначение выбираемого оборудования (одно из):

- контроль выбросов загрязняющих веществ при мониторинге выбросов в атмосферу;
- оптимизация процессов сжигания.

2) Задают вид основного топлива ТЭС (природный газ, жидкое топливо, каменные и бурые угли).

3) В соответствии с видом топлива и выбранным назначением оборудования задают требуемые технические параметры, представленные в таблицах Б.1 и Б.2.

Т а б л и ц а Б.1 – Необходимые технические параметры газоаналитических систем
(назначение: оптимизация процессов сжигания)

Вид топлива	Природный газ	Твердое топливо	Жидкое топливо
Перечень измеряемых веществ	CO, NO _x (или NO), O ₂		
Диапазоны измерений	CO: 0 – 500 мг/м ³ NO _x : 50 – 400 мг/м ³ O ₂ : 0 % – 15%	CO: 0 – 500 мг/м ³ NO _x : 200 – 800 мг/м ³ (для каменных углей) 200 – 500 мг/м ³ (для бурых углей) O ₂ : 0 % – 21%	CO: 0 – 500 мг/м ³ NO _x : 100 – 500 мг/м ³ O ₂ : 0 % – 21%
Погрешность измерения	± 10 %		
Максимально допустимая температура газов	600 °С		
Соответствие НДТ	пробоотборные системы; тепловые, ионизационные, оптические, парамагнитные методы; для снижения стоимости допустимы электрохимические методы		

Т а б л и ц а Б.2 – Необходимые технические параметры газоаналитических систем
(назначение: контроль выбросов загрязняющих веществ)

Вид топлива	Природный газ	Твердое топливо	Жидкое топливо
Перечень измеряемых веществ	CO, NO, NO ₂ (или NO _x)	CO, NO, NO ₂ (или NO _x), SO ₂ , зола твердого топлива	CO, NO, NO ₂ (или NO _x), SO ₂
Диапазоны измерений	CO: 0 – 300 мг/м ³ NO и NO _x : 40 – 400 мг/м ³ NO ₂ : 0 – 50 мг/м ³ O ₂ : 0 % – 21%	CO: 0 – 400 мг/м ³ NO и NO _x : 200 – 800 мг/м ³ (для каменных углей) 200 – 500 мг/м ³ (для бурых углей) NO ₂ : 0 – 50 мг/м ³ O ₂ : 0 % – 21% SO ₂ : 0 – 1500 мг/м ³ зола: 50 – 300 мг/м ³	CO: 0 – 300 мг/м ³ NO и NO _x : 100 – 500 мг/м ³ NO ₂ : 0 – 50 мг/м ³ O ₂ : 0 % – 21% SO ₂ : 0 – 1500 мг/м ³
Погрешность измерения	CO, NO _x , NO, NO ₂ , SO ₂ : ± 10 % Зола (твердые частицы): ± 25 %		
Максимально допустимая температура газов	200 °С		
Соответствие НДТ	беспробоотборные системы оптические методы		

4) Формируют исходную матрицу, содержащую технические характеристики сравниваемых газоанализаторов. Рекомендуемая форма приведена в таблице Б.3. При этом исходные данные рекомендуется представлять в следующем виде:

- критерий «Перечень измеряемых веществ» (в случае наличия в перечне измеряемых веществ газоанализатора данного вещества соответствующей ячейке присваивают значение «1», при его отсутствии – значение «0»);

- критерий «Диапазоны измеряемых веществ» (для всех веществ, кроме O₂ рекомендуется указывать значение верхнего предела измерений в мг/м³, для O₂ – в процентах);

- критерий «Погрешность измерения» (для всех измеряемых веществ, кроме O₂, указывают относительную погрешность измерения; для O₂ – абсолютную погрешность);

- критерий «Максимально допустимая температура газов» (указывают значение в °С);

- критерий «Соответствие НДТ» (в случае полного соответствия метода газового анализа и отбора пробы с рекомендуемыми методами в соответствии со Справочником НДТ 22.1 и Справочником НДТ 38 ячейке присваивают значение «2», в случае частичного соответствия указанным Справочникам – значение «1», в случае полного несоответствия – значение «0»);

- критерий «Стоимость» (указывают полную стоимость газоаналитической системы с учетом вспомогательного оборудования в тысячах рублей).

5) Проводят анализ соответствия сравниваемых газоаналитических систем техническим параметрам, в случае назначения системы «Оптимизация процессов сжигания» заданным в таблице Б.1, при назначении «Контроль выбросов загрязняющих веществ» – в таблице Б.2. В случае несовпадения хотя бы одного параметра исключают газоаналитическую систему из дальнейшего сравнительного анализа.

6) Для дальнейшего сравнения число газоаналитических систем не должно превышать 10. В случае если выборка, полученная по результатам анализа, проведенного в предыдущих пунктах, превышает 10, ее необходимо сократить. Это возможно путем исключения газоаналитических систем, соответствующих нижнему и верхнему пределу ценового диапазона (самые дешевые и самые дорогие из рассматриваемых систем).

Т а б л и ц а Б.3 – Рекомендуемая форма таблицы исходных данных

Газо-анализатор	Перечень измеряемых веществ						Диапазон измерений						Погрешность		Макс. допуст. температура	Соответствие НДТ	Стоимость	Гарант. срок	Экспл. срок	Сложность обслуживания	Наличие сервисных центров
	CO	NO	NO ₂	SO ₂	O ₂	тв. частицы	CO	NO	NO ₂	SO ₂	O ₂	тв. частицы	CO, NO, NO ₂ , SO ₂ , O ₂	тв. частицы							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

7) При разработке экспертной группой полного технико-экономического обоснования выбора газоаналитического оборудования для АСНКиУВ ТЭС необходимо составить матрицу попарных сравнений критериев первой критериальной группы и провести ее анализ по алгоритму, указанному в перечислениях 8 и 9.

В случае необходимости осуществления выбора газоанализаторов силами персонала ТЭС и его приближенной оценки допускается использовать значения весовых коэффициентов для критериев первой группы, представленные в таблице Б.4.

Т а б л и ц а Б.4 – Значения весовых коэффициентов критериев сравнения

Фактор	Весовой коэффициент	Фактор	Весовой коэффициент
Перечень измеряемых веществ	0,345	Гарантийный срок	0,095
Диапазоны измерений	0,168	Расчетный срок	0,061
Погрешность измерения	0,054	Сложность обслуживания	0,282
Максимально допустимая температура газов	0,072	Наличие сервисных центров	0,035
Соответствие НДТ	0,361	Стоимость	0,527

8) Для тех газоанализаторов, для которых установлено полное соответствие техническим параметрам, составляют матрицы попарных сравнений по каждому критерию первой критериальной группы. Для этого сравнивают газоанализатор из строки матрицы и газоанализатор из столбца матрицы по отношению к критерию сравнения. Например, эксперт считает, что по критерию «Перечень загрязняющих веществ» «Газоанализатор 2» умеренно (незначительно) лучше «Газоанализатора 1». По шкале парных сравнений, приведенной в таблице Б.5, данное превосходство соответствует 3 баллам. В этом случае на пересечении строки «Газоанализатора 2» и столбца «Газоанализатора 1» записывают значение «3», а на пересечении строки «Газоанализатора 1» и столбца «Газоанализатора 2» – обратная величина, т.е. «1/3» (в качестве примера см. таблицу Б.6).

Т а б л и ц а Б.5 – Бальная шкала для метода парных сравнений

Оценка, баллы	Значение
1	Равная важность
3	Умеренное превосходство одного над другим
5	Существенное превосходство одного над другим
7	Значительное превосходство одного над другим
9	Очень сильное превосходство одного над другим
2, 4, 6, 8	Соответствующие промежуточные значения

Т а б л и ц а ПЗ.6 – Пример таблицы сравнения для критерия «Перечень измеряемых веществ»

	Газоанализатор 1	Газоанализатор 2	Газоанализатор 3	Газоанализатор 4	Газоанализатор 5	(Произведение) ^{1/5}	Вес фактора
Газоанализатор 1	1	0,33	3	1	3	1,24	0,20
Газоанализатор 2	3	1	4	3	4	2,70	0,44
Газоанализатор 3	0,33	0,25	1	0,33	1	0,49	0,08
Газоанализатор 4	1	0,33	3	1	3	1,24	0,20
Газоанализатор 5	0,33	0,25	1	0,33	1	0,49	0,08
Итого	5,66	2,16	12	5,66	12	6,16	1

При сравнении газоанализаторов по качественным критериям второй критериальной группы рекомендуется руководствоваться следующими подходами:

а) критерий «Сложность обслуживания»

При отсутствии каждого условия из пяти перечисленных:

- монтаж на большой высоте или в труднодоступных местах;
- необходимость периодического обслуживания не реже одного раза в месяц;
- возможность калибровки и ремонта только в сервисном центре;
- ручная калибровка;
- необходимость в обогреваемых линиях пробоподготовки и специальных помещениях,

считают газоанализатор на одну ступень выше по бальной шкале, приведенной в таблице Б.5. Например, «Газоанализатор 3» требует наличия всех пяти вышеперечисленных условий. А «Газоанализатор 4» – наличия только четырех из вышеперечисленных условий (допустим, у него ручная калибровка). Тогда «Газоанализатор 4» получает «3» балла по отношению к «Газоанализатору 3». Аналогично, «Газоанализатор 5», для которого требуется выполнение только трех условий, усложняющих обслуживание, получает «5» баллов по отношению к «Газоанализатору 3». «Газоанализатор 6» с двумя условиями получит «7» баллов и т.д.

б) критерий «Наличие сервисных центров»

Наилучшим газоанализатором считают тот, для которого есть сервисный центр, расположенный в одном городе с местом установки АСНКиУВ; следующим по приоритетности – тот, для которого в наличии региональный сервисный центр; затем, далее в порядке снижения приоритета – вне региона, но в России; за рубежом.

9) Проводят анализ каждой матрицы по следующему алгоритму:

- определяют оценку компонента собственного вектора (ОКСВ), как корень n -ой степени (n – число сравниваемых газоанализаторов) из произведения относительной важности для каждого газоанализатора по формуле

$$ОКСВ_i = \sqrt[n]{\prod_{j=1}^n A_{i,j}} ; \quad (Б.1)$$

- вычисляют нормализованные оценки вектора приоритета (НОВП) для каждого газоанализатора путем деления значения оценки собственного вектора на сумму всех значений оценок собственного вектора по формуле

$$НОВП_i = \frac{ОКСВ_i}{\sum_{i=1}^n ОКСВ_i}; \quad (Б.2)$$

- определяют значения произведений суммы столбцов на соответствующие значения нормализованной оценки каждого газоанализатора и вычисляют их сумму для всех газоанализаторов λ_{\max}

$$\lambda_{\max} = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^n A_{i,j} \cdot НОВП_i \right); \quad (Б.3)$$

- определяют индекс согласованности *ИС* по формуле

$$ИС = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}; \quad (Б.4)$$

- вычисляют отношение согласованности *ОС* путем деления *ИС* на число, соответствующее случайной согласованности матрицы *n*-го порядка (см. таблицу Б.7);

Т а б л и ц а Б.7 – Значения случайной согласованности матриц различного порядка

Размер матрицы	Случайная согласованность
1	0
2	0
3	0,58
4	0,90
5	1,12
6	1,24
7	1,32
8	1,41
9	1,45
10	1,49

- в случае, когда *ОС* ≤ 10 % [для критериев с наименьшими весовыми коэффициентами (менее 0,1) допустимо значение *ОС* ≤ 20 %] матрица попарных сравнений считается корректной, при превышении этой величины необходимо провести проверку правильности выставления значений относительной важности и скорректировать эти значения.

10) Составляют таблицу для расчета глобальных приоритетов всех газоаналитических систем (в качестве примера см. таблицу Б.8) как суммы произведений

значения вектора приоритета для критерия на значения вектора локального приоритета этого газоанализатора в отношении данного критерия.

11) Для критериев второй критериальной группы проводят анализ, аналогичный анализу для критериев первой группы, в соответствии с перечислениями 6 – 10.

12) Определяют общий глобальный приоритет каждой газоаналитической системы путем сложения глобальных приоритетов данной системы для первой и второй критериальной группы. Оптимальной считается система, имеющая максимальный глобальный приоритет.

Т а б л и ц а Б.8 – Сравнительный анализ газоаналитических систем по первой критериальной группе

Факторы	Весовой коэффициент фактора	Оценка газоанализатора					Вес оценки				
		Газоанализатор 1	Газоанализатор 2	Газоанализатор 3	Газоанализатор 4	Газоанализатор 5	Газоанализатор 1	Газоанализатор 2	Газоанализатор 3	Газоанализатор 4	Газоанализатор 5
Перечень измеряемых веществ											
Диапазоны измерений											
Погрешность измерения											
Максимально допустимая температура газов											
Соответствие НДТ											
Приоритет											

Приложение В
(справочное)

Рекомендуемые форматы представления данных измерений

Т а б л и ц а В.1 – Концентрации маркерных веществ, усредненные за 20 мин (в пересчете на стандартные условия)

Дата, время	Концентрация, мг/м ³					
	CO	NO	NO ₂	SO ₂	Твердые частицы	O ₂
1	2	3	4	5	6	7

Т а б л и ц а В.2 – Массовые выбросы маркерных веществ, усредненные за 20 мин (в пересчете на нормальные условия)

Дата, время	Массовые выбросы, г/с				
	CO	NO	NO ₂	SO ₂	Твердые частицы
1	2	3	4	5	6

Т а б л и ц а В.3 – Суточные массовые выбросы маркерных веществ

Дата	Суточные массовые выбросы, кг/сут.				
	CO	NO	NO ₂	SO ₂	Твердые частицы
1	2	3	4	5	6
Итого за месяц					

Т а б л и ц а В.4 – Месячные и годовые массовые выбросы маркерных веществ

Дата	Суточные массовые выбросы, т/мес.				
	CO	NO	NO ₂	SO ₂	Твердые частицы
1	2	3	4	5	6
Январь					
Февраль					
...					
Декабрь					
Итого за год					

Библиография

- [1] Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.2014 № 219-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу 01.01.2016)
- [2] Постановление Правительства РФ от 28 сентября 2015 года № 1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»
- [3] Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 № 1316-р «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»
- [4] СО 34.02.320–2003 Методические указания «Организация контроля состава продуктов сгорания стационарных паровых и водогрейных котлов». – М.: СПО «ОРГРЭС», 2003
- [5] Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» (с изменениями и дополнениями)
- [6] РД 34.11.321–96 Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций
- [7] СО 153-34.02.304–2003 Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций
- [8] РД 153-34.0-02.303–98 Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных
- [9] РД 34.02.306-98 Правила организации контроля выбросов в атмосферу загрязняющих веществ тепловых электростанций и котельных

УДК

ОКС 13.020

Ключевые слова: наилучшие доступные технологии, автоматические системы непрерывного контроля и учета вредных выбросов тепловых электростанций в атмосферу, основные требования

Директор ФГУП «ВНИИ СМТ»,
Председатель ТК 113




Д.О. Скобелев

Ответственный секретарь
ТК 113

М.А. Волосатова