

**Охрана окружающей среды и природопользование
НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДЛЯ
ТОПЛИВОСЖИГАЮЩИХ УСТАНОВОК ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ**

**Ахова навакольнага асяроддзя і прыродавыкарыстанне
НАЙЛЕПШЫЯ ДАСТУПНЫЯ ТЭХНІЧНЫЯ МЕТАДЫ ДЛЯ
ПАЛІВАСПЛЬВАЮЧЫХ УСТАНОВАК ЦЕПЛАЭНЕРГЕТЫКІ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

Ключевые слова: охрана окружающей среды, природопользование, наилучшие доступные технические методы, комплексная оценка технологий

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН Республиканским унитарным предприятием «Центральный научно-исследовательский институт комплексного использования водных ресурсов»
ВНЕСЕН Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения.....	2
4 Общие сведения о сжигании топлива	3
4.1 Топливо, сжигаемое на объектах теплоэнергетики Республики Беларусь	3
4.1.1 Объекты теплоэнергетики Республики Беларусь.....	3
4.1.2 Сжигаемое топливо.....	3
4.2 Принципы сжигания.....	4
4.2.1 Основное оборудование для сжигания топлива	4
4.2.1.1 Типовая тепловая электростанция	5
4.2.1.2 Котел.....	7
4.2.1.3 Компоненты котла	8
4.2.1.4 Паровая турбина	9
4.2.1.5 Конденсатор	9
4.2.1.6 Системы охлаждения.....	9
4.2.1.7 Сжигание в кипящем слое	11
4.2.2 Двигатели внутреннего сгорания	13
4.2.3 Газотурбинные установки.....	14
4.2.4 Парогазовые установки	14
4.2.5 Когенерация	15
4.2.6 Удельные издержки для различных схем тепловых электростанций	15
4.2.7 Идеальная тепловая эффективность	15
4.3 Основные экологические аспекты сжигания топлива	16
4.3.1 Воздействие на водные объекты	19
4.3.1.1 Водоподготовка и очистка сточных вод, применяемые технологии.....	19
4.3.1.2 Водоподготовка и очистка сточных вод. Наилучшие доступные технические методы	31
4.3.2 Воздействие на атмосферный воздух.....	38
4.3.2.1 Влияние централизованного теплоснабжения на качество атмосферного воздуха	38
4.3.2.2 Выбросы в атмосферный воздух	38
4.3.2.3 Оксиды серы.....	40
4.3.2.4 Оксиды азота (NO _x).....	40
4.3.2.5 Твердые частицы	41
4.3.2.6 Тяжелые металлы	42
4.3.2.7 Оксид углерода (угарный газ).....	42
4.3.2.8 Парниковые газы (диоксид углерода и другие)	42
4.3.2.9 Хлористый водород	46
4.3.2.10 Фтористый водород.....	46
4.3.2.11 Аммиак.....	46
4.3.2.12 Летучие органические соединения (ЛОС).....	46
4.3.2.13 Стойкие органические загрязняющие вещества (СОЗ), полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), диоксины и фураны.....	46
4.3.3 Отходы горения и его побочные продукты	47
5 Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов для сжигания газообразного топлива.....	49
5.1 Доставка, подготовка и подача топлива	49

5.2 Сжигание топлива	50
5.2.1 Наилучшие доступные методы для сжигания газообразного топлива	50
5.2.2 Сокращение выбросов (образуемых при сжигании газообразного топлива) в атмосферный воздух	50
5.2.2.1 Выбросы твердых частиц и SO ₂ от газовых топливосжигающих установок	50
5.2.2.2 Выбросы NO _x и CO от газовых топливосжигающих установок	51
5.3 Водоподготовка	52
5.4 Производства пара и тепла	52
5.4.1 Когенерация	52
5.4.2 Горение	52
5.4.3 Недожог углерода в уносе	52
5.4.4 Избыточный воздух	52
5.4.5 Пар	53
5.4.6 Температура отходящего (уходящего) газа	53
5.4.7 Предварительный подогрев конденсата и питательной воды	53
5.5 Производство электроэнергии	53
5.5.1 Вакуум в конденсаторе	53
5.5.2 Работа при переменном давлении и фиксированном давлении	533
5.6 Технология охлаждения пара	533
5.7 Очистка сточных вод	533
5.8 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками	54
5.9 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются сточные воды, сбрасываемые в поверхностные водные объекты, в том числе через систему канализации населенных пунктов и подземные воды в районе расположения выявленных или потенциальных источников их загрязнения	54
5.10 Обращение с отходами производства	55
5.11 Эффективность использования энергии	55
5.11.1 Энергоэффективность и теплотери	555
6. Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов для сжигания жидкого топлива	58
6.1 Доставка, подготовка и подача топлива	58
6.2 Сжигание топлива	59
6.2.1 Наилучшие доступные технические методы для сжигания жидкого топлива	60
6.2.2 Сокращение выбросов (образуемых при сжигании жидкого топлива) в атмосферный воздух	61
6.3 Водоподготовка	62
6.4 Производства пара и тепла	63
6.4.1. Обжиг в псевдооживленном слое	63
6.4.2 Когенерация	63
6.5 Производство электроэнергии	63
6.5.1 Генератор с воспламенением от сжатия (дизельные)	63
6.5.2 Многотопливный двигатель	63
6.5.3 Газовые турбины с жидким топливом	64
6.6 Технология охлаждения пара	64
6.7 Очистка сточных вод	64
6.8 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками	64
6.9 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются сточные воды,	

сбрасываемые в поверхностные водные объекты, в том числе через систему канализации населенных пунктов и подземные воды в районе расположения выявленных или потенциальных источников их загрязнения	64
6.10 Обращение с отходами производства.....	64
6.11 Эффективность использования энергии	65
6.11.1 Энергоэффективность и теплопотери	66
7 Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов для сжигания твердых видов топлива.....	67
7.1 Доставка, подготовка и подача топлива.....	67
7.2 Сжигание топлива	67
7.2.1 Наилучшие доступные технические методы для сжигания твердого топлива .	67
7.2.2 Сокращение выбросов (образованных при сжигании твердого топлива) в атмосферный воздух	68
7.2.2.1 Сокращение выбросов оксидов азота NOx при сжигании топлива	70
7.2.2.2 Сокращение выбросов оксидов серы SOx при сжигании топлива	70
7.3 Водоподготовка	70
7.4 Производства пара и тепла.....	71
7.4.1 Когенерация	71
7.4.2 Горение.....	71
7.4.3 Недожог углерода в уносе	71
7.4.4 Избыточный воздух.....	71
7.4.5 Пар	71
7.4.6 Температура отходящего (уходящего) газа.....	71
7.4.7 Предварительный подогрев конденсата и питательной воды	71
7.4.8 Суперкритические параметры (ССКП) пара.....	72
7.5 Производство электроэнергии	72
7.6 Технология охлаждения пара	72
7.7 Очистка сточных вод	72
7.8 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками.....	72
7.9 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются сточные воды, сбрасываемые в поверхностные водные объекты, в том числе через систему канализации населенных пунктов и подземные воды в районе расположения выявленных или потенциальных источников их загрязнения	72
7.10 Обращение с отходами производства.....	73
7.11 Энергоэффективность и теплопотери.....	74
7.11.1 Эффективность и выбросы.....	74
Библиография	76

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**Охрана окружающей среды и природопользование.
НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДЛЯ
ТОПЛИВОСЖИГАЮЩИХ УСТАНОВОК ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ****Ахова навакольнага асяроддзя і прыродавыкарыстанне.
НАЙЛЕПШЫЯ ДАСТУПНЫЯ ТЭХНІЧНЫЯ МЕТАДЫ ДЛЯ ПАЛІВАСПальВАЮЧЫХ
УСТАНОВАК
ЦЕПЛАЭНЕРГЕТЫКІ****Environmental protection and Nature use.
Best Available Techniques for Combustion thermal power plants**

Дата введения с 2020-01-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает наилучшие доступные технические методы (далее - НДТМ) для производства энергии от сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива на объектах теплоэнергетики.

Область применения настоящего технического кодекса включает производство любого вида энергии в топливосжигающих установках теплоэнергетики.

Положения настоящего технического кодекса носят рекомендательный характер и служат для информирования природопользователей о применяющихся при сжигании топлива технологиях и признанных среди них наилучшими, применение которых позволит снизить нагрузку на компоненты природной среды, получить информацию о возможности использования тех или иных технологий при выборе вариантов технического перевооружения предприятия.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации:

ТКП 17.08-13-2001 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов стойких органических загрязнений

ТКП 45-3.02-263-2012 (02250) Электростанции тепловые. Строительные нормы проектирования

СТБ ISO 14001-2017 Системы управления окружающей средой. Требования и руководство по применению.

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения, обозначения и сокращения

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные ТКП 45-3.02-263, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 комплексное природоохранное разрешение: Является единым разрешительным документом, удостоверяющим право на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, специальное водопользование, хранение и захоронение отходов производства с учетом возможного внедрения наилучших доступных технических методов и устанавливающим нормативы допустимого воздействия на окружающую среду, условия осуществления хозяйственной и иной деятельности в части использования природных ресурсов и (или) оказания воздействия на окружающую среду, и заменяет собой разрешения на выбросы ЗВ в атмосферный воздух, специальное водопользование, хранение и захоронение отходов производства [1].

3.2 наилучшие доступные технические методы; НДТМ: Технологические процессы, методы, порядок организации производства продукции и энергии, выполнения работ или оказания услуг, проектирования, строительства и эксплуатации сооружений и оборудования, обеспечивающие уменьшение и (или) предотвращение поступления загрязняющих веществ в окружающую среду, образование отходов производства по сравнению с применяемыми и являющиеся наиболее эффективными для обеспечения нормативов качества окружающей среды, нормативов допустимого воздействия на окружающую среду при условии экономической целесообразности и технической возможности их применения [2].

3.3 топливосжигающая установка: Установка, предназначенная для производства (генерации) электрической энергии и (или) тепловой энергии в виде пара и (или) горячей воды за счет сжигания органических видов топлива.

3.4 сжигание: Организованный подконтрольный физико-химический процесс превращения исходных веществ в продукты сгорания в ходе экзотермических реакций, сопровождающийся интенсивным выделением тепла.

3.5 Обозначения и сокращения

В настоящем техническом кодексе применяются следующие обозначения и сокращения:

- БПК – биохимическое потребление кислорода;
- ВД – высокое давление;
- ВПУ – водоподготовительная установка;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ЗВ – загрязняющие вещества;
- ЗИЗЛХ – землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ЛОС – летучие органические соединения;
- МФ – механический фильтр;
- НД – низкое давление;
- НДТМ – наилучшие доступные технические методы;
- НФ – нанофильтрация;
- ОО – обратный осмос;
- ПАУ – полиароматические углеводороды;
- ПГУ – парогазовая установка;
- ПСО – промышленная система охлаждения;
- ПТЭ – показатель токсического эквивалента;
- ПХДБД – полихлордибензодиоксины;
- ПХДБФ – полихлордибензофураны;

СД – среднее давление;
 СКВ – селективное каталитическое восстановление;
 СКС – сжигание в кипящем слое;
 СОЗ – стойкие органические загрязняющие вещества;
 СПАВ – синтетические поверхностно-активные вещества;
 ССКП – суперсверхкритические параметры;
 СЦКС – сжигание в циркулирующем кипящем слое;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
 УФ – ультрафильтрация;
 ХПК – химическое потребление кислорода;
 ЦКС – циркулирующий кипящий слой.

4 Общие сведения о сжигании топлива

4.1 Топливо, сжигаемое на объектах теплоэнергетики Республики Беларусь

4.1.1 Объекты теплоэнергетики Республики Беларусь

Объекты теплоэнергетики Республики Беларусь разделяются:

- по виду деятельности: снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой, кондиционированным воздухом (секция Д ОКРБ 005) [3];
- по получению электроэнергии, пара и горячей воды проектной суммарной (тепловой и электрической) установленной мощностью: малые - мощностью до 30 МВт с агрегатами единичной мощностью до 10 МВт, средние - мощностью от 30 до 100 МВт, крупные - мощностью 100 МВт и более;
- по видам сжигания топлива: твердое, жидкое, газообразное, дисперсные системы.

4.1.2 Сжигаемое топливо

На объектах теплоэнергетики Республики Беларусь сжигается органическое топливо.

Органическое топливо по происхождению подразделяют на природное (естественное) и искусственное, по назначению и способу использования – энергетическое и технологическое.

К энергетическим относятся топлива, которые являются, источником тепловой энергии.

К технологическим относятся топлива, которые являются не только источником тепловой энергии, но и используются как компонент технологического процесса.

Твердое топливо:

1. природное (естественное) – дрова, каменный уголь, антрацит, торф.
2. искусственное – древесный уголь, кокс.

Жидкое топливо:

1. природное (естественное) – нефть.
2. искусственное – бензин, керосин, мазут, смола.

Газообразное топливо:

1. природное (естественное) – природный газ.
2. искусственное – генераторный газ, получаемый при газификации различных видов топлива (торфа, дров, каменного угля и другого), коксовальный и другие газы.

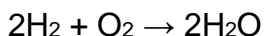
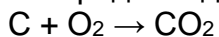
Горючую часть топлива образуют углерод (С), водород (Н) и сера горючая (летучая) SA. К негорючей части относятся кислород (О), азот (N); минеральные вещества (А) и влага (W). Перечисленные элементы С, Н, SA, О, N образуют сложные химические соединения. Для определения состава топлива, проводится технический и химический (элементарный) анализ топлива.

4.2 Принципы сжигания топлива

Работа парового котла (парогенератора) требует источника тепла с температурой, достаточной для образования пара. Органическое топливо сжигается в топке (топочной камере) котла. Кроме того, парогенераторы должны использовать в качестве источника энергии отходящее тепло других процессов.

Три горючих элемента, значимых с точки зрения генерации энергии – углерод, водород и сера.

Углерод и водород при сгорании вступают в следующие реакции с кислородом:



Основным источником кислорода для котлов является атмосферный воздух. Данные реакции являются экзотермическими. При окислении углерода выделяется около 32800 кДж/кг, водорода – 142700 кДж/кг. Теплота сгорания органического топлива рассчитывается, исходя из содержания в нем энергии химических связей соединений углерода и водорода. Сера и другие элементы, содержащиеся в топливе, также вносят свой вклад в теплоту сгорания. Поскольку вода в процессе сгорания образуется в газообразном состоянии (а вода, содержащаяся в топливе, испаряется) снижается количество энергии, которое может быть передано теплоносителю. Количество тепла, выделяющееся при полном сгорании топлива, за вычетом тепла парообразования топлива называют «низшая теплота сгорания». Количество тепла, выделяющееся при полном сгорании топлива и при условии конденсации образующихся в продуктах сгорания водяных паров, называют «высшая теплота сгорания». Большая часть дополнительной энергии связана с конденсацией водяного пара из отходящих (уходящих) газов при температуре ниже точки росы воды.

Оптимальный процесс горения обеспечивает полное выделение высшей теплоты сгорания, минимизируя потери, связанные с неполным сгоранием топлива и избыточными объемами воздуха. Для осуществления реакции горючих компонентов топлива с кислородом, необходима достаточно высокая температура для воспламенения, тщательное перемешивание топлива или турбулентность, обеспечивающая такое перемешивание, а также время, достаточное для полного сгорания.

В топке котла (где не совершается механическая работа) тепловая энергия, полученная в результате реакции горения, определяется только составом исходных веществ и конечных продуктов реакции, независимо от того, какие промежуточные продукты возникают в процессе горения.

Пример – Реакция 1 кг углерода с кислородом для получения тепловой энергии. Реакция проходит в одну стадию, когда углерод сразу же окисляется до диоксида углерода, но при определенных условиях тот же процесс может происходить в две стадии: сначала образуется СО (с образованием значительно меньшего количества энергии), а затем СО окисляется до СО₂. При двухстадийной реакции выделяются те же 32800 кДж/кг, что и при образовании СО₂ в одну стадию.

Любые технологии сжигания должны обеспечивать полное смешивание топлива с кислородом для полного сгорания с образованием СО₂, а не СО. В противном случае тепловыделение резко снизится, поскольку при образовании СО выделяется лишь 28 % той энергии, которая выделяется при образовании СО₂.

4.2.1 Основные технологии и оборудование для сжигания топлива

Выбор технологии для предприятия осуществляется исходя из требований к мощности топливосжигающей установки, а также доступного топлива. Помимо основного технологического процесса на любом предприятии используются

вспомогательные технологические процессы, например подготовка угля или мероприятия по контролю загрязнений [4].

4.2.1.1 Типовая тепловая электростанция

Технология производства электроэнергии на тепловой электростанции включает четыре основных компонента:

- подсистему подготовки и подачи топлива;
- паровую подсистему (котел и система транспортировки пара)
- паровую турбину (рисунок 4.1);
- конденсатор (для конденсации отработавшего пара).

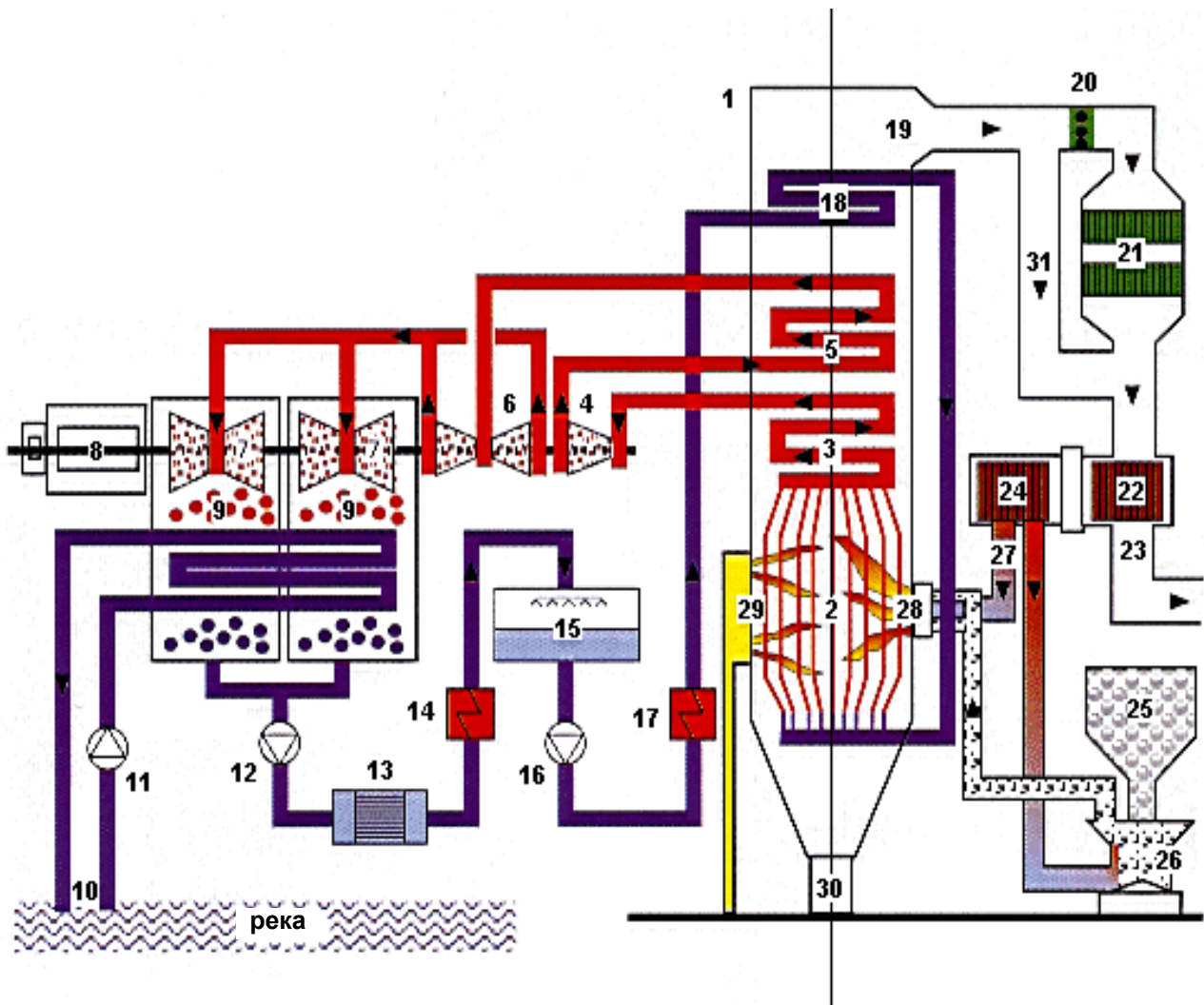
Основным источником тепловой энергии для производства электроэнергии в Республике Беларусь является сжигание природного газа.

При сжигании топлива, подаваемого в топку котла, происходит образование водяного пара в замкнутом объеме под давлением (в случае небольших котлов) или в трубах, образующих топочные экраны (в современных промышленных котлах). Для повышения КПД процесса используются различные устройства, являющиеся частью котла или связанные с ним, например пароперегреватели, промежуточные пароперегреватели, экономайзеры и воздухоподогреватели.

Отходами процесса сжигания являются отходящие газы, а также, в случае сжигания твердого и жидкого топлив – зола.

Пар высокой температуры и высокого давления, образующийся в котле, поступает в паровую турбину. Проходя через турбину, пар вращает ротор, а затем попадает в конденсатор, где поддерживаются низкая температура и низкое давление.

Пар от парокотельного агрегата поступает через направляющие аппараты на криволинейные лопатки, закрепленные по окружности ротора (таким образом реализуется процесс расширения пара), и воздействуя на них, приводит ротор во вращение. Тепловой КПД установки определяется температурой и давлением пара на входе и на выходе из нее.



Пароводяной тракт:

1. Котел
2. Топка
3. Пароперегреватель высокого давления
4. Цилиндр высокого давления
5. Промежуточный пароперегреватель
6. Цилиндр среднего давления
7. Цилиндр низкого давления
8. Генератор
9. Конденсатор
10. Охлаждающий водоем
11. Насос охлаждающей воды
12. Конденсатный насос
13. Очистка конденсата
14. Подогреватель низкого давления
15. Бак питательной воды
16. Питательный насос
17. Подогреватель высокого давления
18. Экономайзер

Газовоздушный тракт

19. Отходящий (уходящий) газ
20. Распылитель аммиака
21. Катализатор
22. Воздухоподогреватель
23. Пылеуловитель (фильтр) и удаление оксидов серы
24. Воздухоподогреватель
25. Бункер сырого угля
26. Угольные мельницы
27. Воздух горения
28. Угольная горелка
29. Газовая горелка
30. Шлакоудаление
31. Перепускной газоход

Рисунок 4.1 – Принципиальная схема теплоэлектростанции [4]

Пар низкого давления, покидающий турбину, конденсируется на трубках конденсатора, по которым циркулирует охлаждающая вода. По пароводяному тракту конденсат возвращается в котел, где снова превращается в пар. Поскольку конденсат является практически несжимаемой жидкостью с относительно небольшим удельным объемом, его закачка в трубы котла, находящиеся под высоким давлением, не требует значительных затрат энергии.

Для того, чтобы поддерживать низкое давление в паровой зоне конденсатора и, тем самым, надлежащий КПД процесса, необходимо обеспечивать постоянный поток охлаждающей воды. В результате конденсации пара температура охлаждающей воды повышается. Если система охлаждения является открытой или прямоточной, эта вода возвращается в исходный водоем (водоток). В случае замкнутой системы вода проходит через градирни или пруды-охладители, где избыточное тепло передается воздуху посредством испарения или теплообмена. При использовании замкнутой системы охлаждения требуется лишь небольшое количество подпиточной воды для возмещения потерь, связанных с испарением и продувками, которые необходимы для управления концентрацией взвешенных примесей. Потребление воды в замкнутых системах охлаждения составляет примерно 1/20 от потребления в прямоточных системах [4].

4.2.1.2 Котел

Принудительная циркуляция в паровых и водогрейных котлах применяется в тех случаях, когда невозможно осуществить надежную естественную циркуляцию воды в котле. Это происходит с повышением давления, так как с ростом давления разность плотностей воды и пара уменьшается. При давлениях выше 18 МПа разность плотностей недостаточна для создания надежной естественной циркуляции воды в контуре котла. Принудительная циркуляция в паровых и водогрейных котлах осуществляется также по прямоточному принципу, который применяется в паровых и водогрейных котлах. В прямоточном паровом котле вода проходит все стадии, вплоть до получения перегретого пара, в одном змеевике. Из котлов, выполненных по прямоточной схеме наиболее распространены котлы Бенсона. На рисунке 4.2 показаны основные различия между котлом с естественной циркуляцией и прямоточным котлом.

Естественная циркуляция в котлах соответствующей схемы поддерживается за счет разницы плотностей высокотемпературного пара и низкотемпературных пара/воды. На современных предприятиях использование одной лишь естественной циркуляции, недостаточно эффективно. Чтобы обеспечить необходимую интенсивность движения рабочей среды (воды и пара), используется принудительная циркуляция – как в барабанных котлах с многократной циркуляцией, так и в прямоточных котлах (котлах Бенсона). Котлы Бенсона обладают следующими преимуществами:

- генерация пара возможна при любом давлении;
- максимально возможный КПД при сверхкритических параметрах пара;
- высокий КПД даже при неполной загрузке;
- короткое время запуска;
- работа в режиме скользящего давления при значительных перепадах нагрузки;
- применимость для использования с любыми видами топлива.

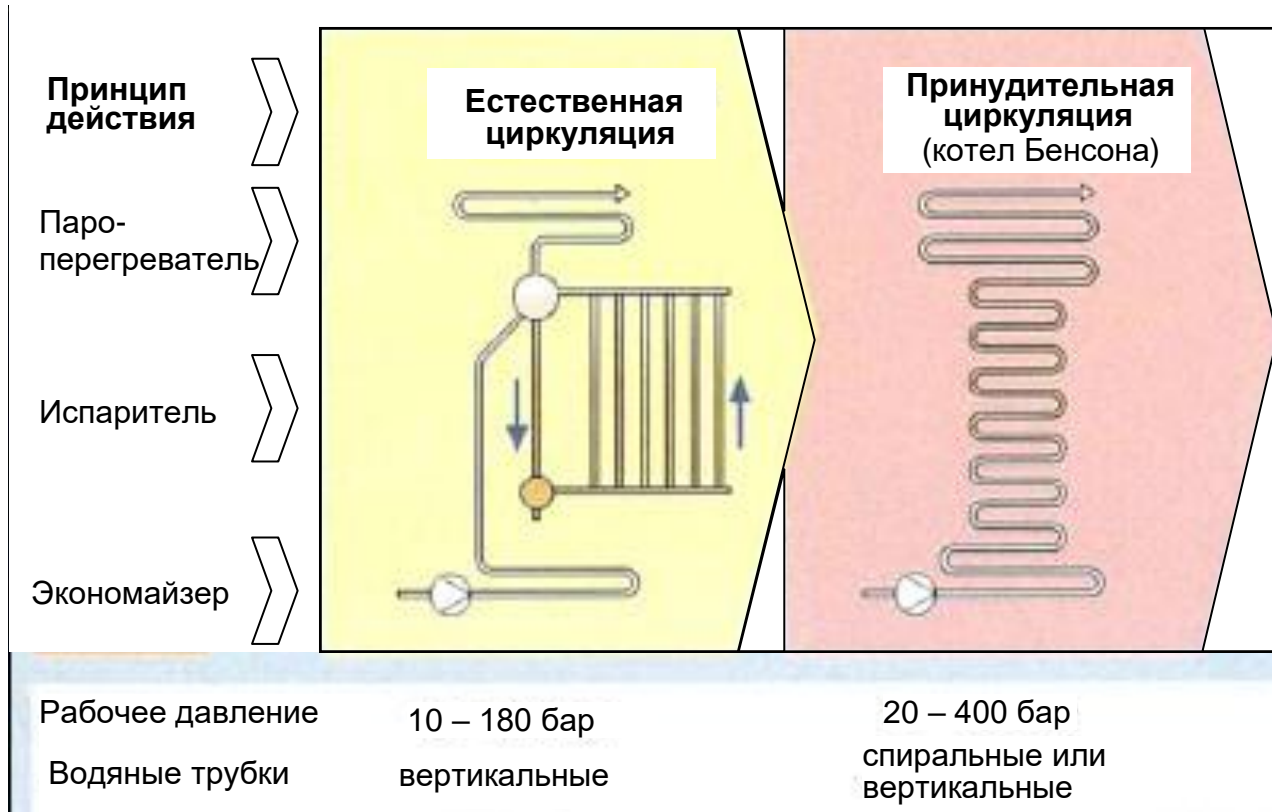


Рисунок 4.2 – Принципиальные схемы котла с естественной циркуляцией и прямоточного котла с принудительной циркуляцией [4]

4.2.1.3 Компоненты котла

К основным компонентам котла (котлоагрегата) следует относить: экономайзер, испаритель, пароперегреватель, промежуточный пароперегреватель.

Экономайзер. Перед тем, как попасть в котел, питательная вода нагревается в экономайзере до температуры на 10°С ниже точки кипения. Экономайзер является первым теплообменником котлоагрегата, в котором питательная вода перед подачей в котел подогрывается уходящими из котла газами.

Испаритель. В топочной камере высвобождаемая энергия химических связей передается трубам, в которых циркулируют вода и пар. Нагретая вода в испарителе переходит в состояние, как минимум, насыщенного пара при докритических условиях или перегретого пара при сверхкритических условиях. Трубы пароводяного тракта покрывают стены топочной камеры, образуя топочные экраны. Эти трубы укладываются вертикально или по спирали. Некоторые современные блоки работают при сверхкритическом давлении, т.е. давлении выше критической точки на фазовой диаграмме воды/пара. При сверхкритическом давлении не происходит фазового перехода, поэтому теплоту испарения можно считать равной нулю. На переход критической точки указывает резкое возрастание теплоемкости.

Пароперегреватель. Пароперегреватель размещается в областях котлоагрегата с максимальной температурой дымовых газов. Температура перегретого пара значительно превышает температуру кипения (при данном давлении). Такая температура необходима для того, чтобы избежать конденсации пара при его расширении в цилиндре высокого давления турбины. Расширение пара сопровождается падением давления и адиабатическим снижением температуры. Часть этого расширившегося пара отводится и используется для передачи тепла питательной воде.

Промежуточный пароперегреватель. В этом устройстве основная часть пара подвергается повторному (промежуточному) перегреву с использованием энергии

дымового газа для более полного использования тепловой энергии и повышения КПД последующей ступени среднего давления турбины. Для максимизации общего КПД в котлоагрегатах сверхкритического давления промежуточный перегрев часто выполняется дважды; при этом используется дополнительная ступень низкого давления.

4.2.1.4 Паровая турбина

В паровой турбине тепловая энергия пара преобразуется в механическую работу. Эта работа является результатом расширения пара, которое происходит между входным отверстием турбины и конденсатором. В процессе адиабатического расширения пара его температура снижается, а давление падает с уровня примерно 300 бар до 0,03 бар (для современных турбин). В силу значительной разницы давлений, снижение давления осуществляется поэтапно, в трех цилиндрах турбины – высокого, среднего и низкого давления. В большинстве случаев такая схема позволяет выполнять повторный (промежуточный) перегрев пара между ступенями турбины.

4.2.1.5 Конденсатор

В конденсаторе, расположенном за ступенью низкого давления турбины, пар конденсируется в воду. После расширения в турбине пар сохраняет некоторое количество энергии (кинетической и теплоты испарения), которая не может быть преобразована в механическую работу. Эффективные системы конденсации обеспечивают снижение давления до величины, значительно меньшей атмосферного давления (вплоть до 0,03 бар, в зависимости от температуры охлаждающей среды). Низкое давление на выходе из турбины позволяет повысить КПД системы.

4.2.1.6 Системы охлаждения

В промышленности применяется достаточно много типов систем охлаждения, различающихся между собой как принципом действия, так и конструкцией.

По типу теплоносителя:

- а) водные;
- б) газовые;
- в) специальные хладагенты (фреоны, растворы и т.д.).

По схеме движения теплоносителя:

- а) прямоточные;
- б) оборотные;
- в) системы охлаждения с повторным использованием теплоносителя;

г) комбинированные системы охлаждения (часть теплоносителя после передачи тепла от оборудования отводится в сети централизованной системы водоотведения (канализации), а часть повторно используется для охлаждения).

По типу контура охлаждения:

- а) открытые;
- б) замкнутые.

По количеству последовательно соединенных контуров:

- а) одноконтурные;
- б) двухконтурные и т.д.

Классификация промышленных систем охлаждения (ПСО) представлена на рисунке 4.3.



Рисунок 4.3 – Классификация промышленных систем охлаждения (ПСО)

Система охлаждения производственных процессов и оборудования должна рассматриваться как часть системы управления энергопотребления. Объем и температурный уровень избыточного тепла, которое необходимо отвести от производственного оборудования, определяют производительность системы охлаждения. Производительность, в свою очередь, определяет тип, конструкцию ПСО и способы ее эксплуатации и, следовательно эффективность систем охлаждения. В свою очередь, эффективность системы охлаждения влияет на общую эффективность охлаждаемого производственного оборудования. Оба типа воздействия ПСО, прямые и косвенные, должны быть сбалансированы с учетом всего воздействия на окружающую среду и потребления ресурсов. Для каждого планируемого изменения системы охлаждения необходимо выявить все возможные прямые и косвенные последствия.

При принятии решения относительно конструкции, применяемых материалов, объемов и методов технического обслуживания и эксплуатации новых и действующих ПСО, необходимо принимать во внимание совокупное потребление энергии, природных ресурсов и воздействие на окружающую среду охлаждаемого оборудования и системы охлаждения.

Применение химических веществ в оборотных водных системах с градирнями и брызгальными бассейнами для поддержания высокого уровня эффективности и надежности ПСО, снижения интенсивности процессов коррозии, механических и солевых отложений, биозагрязнения являются элементами наилучших доступных технических методов при условии реализации следующих мер, направленных на снижение объемов их применения:

- применение доступных методов поддержания эффективности и надежности ПСО, не связанных с вводом реагентов в циркуляционную воду;
- выбор менее экологически опасных реагентов из числа доступных;
- оптимизация методов применения реагентов.

Общие меры повышения эффективности и надежности ПСО, не требующие применения экологически опасных химических веществ, которые могут быть приняты при проектировании системы охлаждения:

– выбор на основе технико-экономических расчетов коррозионностойких материалов для теплообменников, трубопроводов, других частей ПСО с учетом свойств охлаждаемой и охлаждающей сред и стоимости материалов;

– элементом наилучших доступных технических методов является применение специальных нетоксичных покрытий, снижающих гидравлическое сопротивление тракта и препятствующих биоазагрязнению ПСО;

– исключение в конструкции системы охлаждения избыточных сопротивлений, источников возмущения потока воды, мест, удобных для роста макроагрязнителей, обеспечение необходимой скорости воды;

– применение методов улучшения качества охлаждающей воды путем очистки подпиточной воды. Элементами наилучших доступных технических методов являются выбор мест и методов изъятия поверхностных вод, препятствующих гибели и повреждения рыб и других водных организмов, меры по предотвращению загрязнения циркуляционной водой и продувочных вод загрязняющими веществами, прежде всего – биоцидами;

– рассмотрение возможностей механической очистки системы охлаждения на действующем оборудовании и альтернативных физических и механических методов обработки ПСО, например шариковой очистки, термической очистки.

Выбор наименее вредных для водной среды реагентов и их применение самым эффективным способом является элементом наилучших доступных технологий.

Для снижения расхода реагентов на новых и действующих ПСО элементом наилучших доступных технических методов является применение каталитического метода обеззараживания охлаждающей воды на основе использования перекиси водорода.

К наилучшим доступным техническим методам относится очистка от взвешенных веществ путем проведения боковой фильтрации охлаждающей воды в объеме 10 % от циркуляционного расхода.

4.2.1.7 Сжигание в кипящем слое

Метод сжигания в кипящем (псевдоожигенном) слое (СКС), главным образом, используется в промышленности для сжигания различных видов твердого топлива, включая торф и биомассу. Существует два основных варианта этой технологии: сжигание в стационарном (пузырьковом) кипящем слое и сжигание в циркулирующем кипящем слое. Котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) чаще используются на крупных предприятиях, где важно обеспечить устойчивое воспламенение топлива.

Сжигание в стационарном (пузырьковом) кипящем слое – современная технология сжигания, которая особенно хорошо приспособлена для сжигания неоднородного биотоплива. В качестве наполнителя (инертного материала) используются такие материалы, как песок, зола, доломит, известняк, находящиеся на воздухораспределительной решетке. При этом высота засыпки составляет 0,5-1,5 м. Плотность материала слоя составляет около 1000 кг/м³, а скорость псевдоожижающего потока воздуха 1 м/с. Размер частиц наполнителя, находится в пределах 0,5-1,5 мм, поскольку частицы меньшего размера уносятся газовым потоком, а большего – оседают на распределительную решетку.

Сжигание в циркулирующем кипящем слое (СЦКС) отличается от сжигания в стационарном слое в двух отношениях. Частицы наполнителя в этом случае меньше (0,1-0,6 мм), а скорость псевдоожижающего потока – больше (4-5 м/с). Благодаря этому поток воздуха выносит частицы из слоя и проносит их через топку во вторую ступень котла. В дальнейшем частицы, покинувшие топку, отделяются от дымовых газов при помощи циклона или каким-либо иным методом и возвращаются в кипящий слой. Отделение частиц осуществляется в середине второй ступени или, частично, на выходе из котла, где должны применяться электрофильтры или

тканевые фильтры.

При СЦКС в нижней части топки существует пузырьковый кипящий слой. Однако взвешенные частицы циркулируют и по всему объему топки. Плотность взвешенных частиц уменьшается с высотой, поскольку частицы, поднимаемые потоком, оседают вниз у стен топки. Плотность взвешенных частиц у выходного отверстия топки составляет 5-30 кг/м³. Большое количество инертного материала, заполняющего топку, способствует сглаживанию перепадов температуры в топочной камере. Поэтому топочные экраны размещаются в любых местах топки или на пути циркулирующих частиц. При этом обеспечивается эффективная передача тепла, поскольку тепловые характеристики взвешенных частиц кипящего слоя не зависят от характеристик теплового излучения дымовых газов.

Сжигание в кипящем слое не отличается принципиально от других технологий сжигания. Так, сжигание в стационарном кипящем слое во многих отношениях аналогично сжиганию на колосниках, однако, позволяет более эффективно контролировать температуру в топке за пределами слоя. СЦКС сходно со сжиганием пылеугольной смеси, однако также способствует лучшему контролю температуры в топке, что обеспечивает воспламенение топлива без высокотемпературного пламени.

Температура кипящего слоя составляет 800-900 °С. Нижняя граница связана с параметрами реакции горения, а верхняя определяется температурой спекания золы.

В котлах со стационарным кипящим слоем (рисунок 4.4) топливо добавляется к наполнителю слоя. При контакте биотоплива с горячим материалом слоя, происходит мгновенный пиролиз топлива. 30-40% воздуха горения используется для псевдооживления топлива, а остальной воздух расходуется при сгорании пиролизных газов в области над кипящим слоем. Большая часть мелкодисперсных частиц также сгорает в этой области при температуре 1100-1200°С и выше. Фактически, кипящий слой действует как адиабатическая камера сгорания, и его низкая температура является результатом недостатка кислорода для полного сгорания топлива (ниже стехиометрического отношения).

В области над кипящим слоем должны функционировать дополнительные горелки, работающие одновременно со слоем.

Опыт использования установок СЦКС показывает, что ключевым фактором, определяющим эффективность всей системы, является качество работы циклона. Эффективность циклона оказывает значительное влияние на полноту сгорания топлива, расход известняка, выбросы SO₂ и CO, а также распределение температуры в системе. Эффективность циклона особенно важна при сжигании низкорекреационных и мелкозернистых топлив (например, угольная суспензия), поскольку, чем лучше работает циклон, тем дольше находятся в топке пиролизованные частицы, и тем меньше потери наполнителя слоя.

Рост эффективности циклона позволяет значительно повысить интенсивность циркуляции твердых частиц и в результате поддерживать в топке высокий уровень теплопереноса. Таким образом, можно обеспечить для широкого диапазона нагрузок и видов топлива условия, способствующие минимальному образованию NO_x и SO_x. В современных циклонах используются оптимальные конструкции и расположение входных патрубков (с наклоном вниз), а также современная конструкция внутренней трубы. В последнее время циклоны многих существующих установок СЦКС для сжигания низкосолевых бурых углей были оснащены смещенными внутренними трубами, что привело к существенному сокращению расхода известняка и песка.

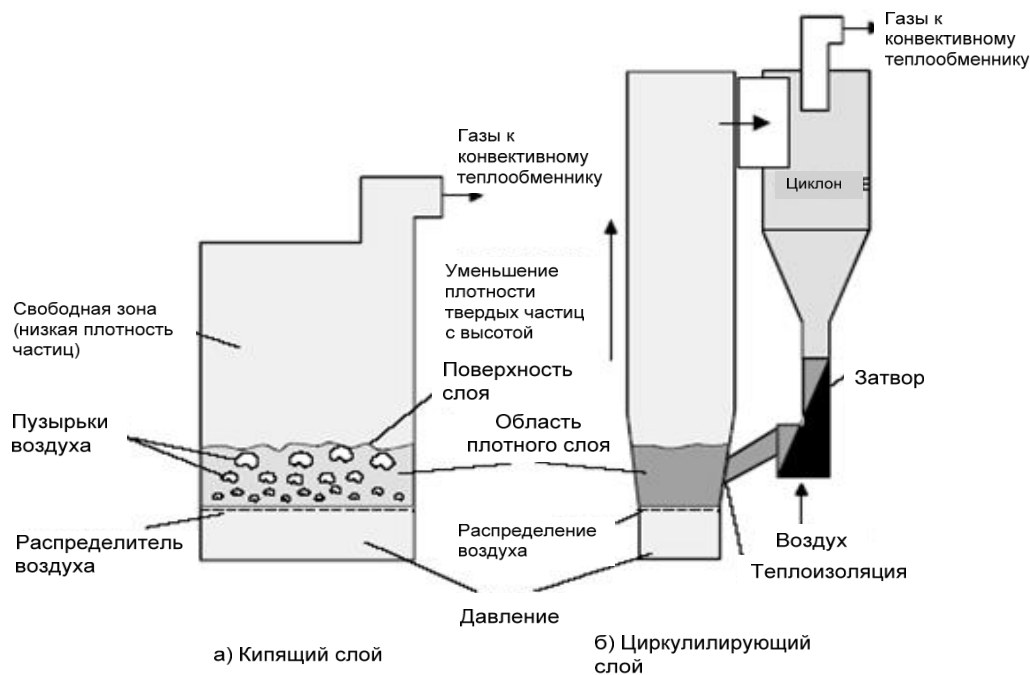


Рисунок 4.4 – Схема котлов со стационарным кипящим слоем и циркуляционным кипящим слоем [4]

Использование эффективных циклонов, помимо более полного сгорания топлива и экономии известняка, обусловило меньшую эрозию стенок топки в результате использования частиц меньшего размера.

Для использования в котлах СКС достаточно механического дробления. Некоторые ограничения на размер частиц топлива связаны с использованием лопастного питателя. Подготовка высокорекреакционного топлива, содержащего умеренное количество влаги, более опасна. Для предотвращения образования взрывоопасных твердых частиц или самопроизвольного воспламенения топлива в процессе подготовки его влажность поддерживается на уровне выше 40%.

При эксплуатации котла поверхности теплообменников и труб подвергаются коррозии и эрозии, особенно, если они находятся в кипящем слое, представляющем собой щелочную среду. Наибольший износ наблюдается в том случае, если характер среды постоянно меняется, и она оказывается то щелочной, то кислой. Поэтому трубы в области кипящего слоя покрывают жаростойкой керамикой. Наиболее устойчивы к износу под действием материалов кипящего слоя вертикальные поверхности теплообменников, находящиеся в кислой зоне, например мембранные стенки топки.

Выбор между сжиганием на колосниках и в кипящем слое определяется характером золы, образующейся при сжигании топлива, и количеством механических примесей в ней. Топливо с невысокой температурой плавления золы непригодно для сжигания в кипящем слое, поскольку процесс псевдооживления слоя будет быстро нарушен. Тяжелые механические примеси, например металлические предметы в составе твердых бытовых отходов, также нарушают процесс псевдооживления, оседая на воздухо-распределительной решетке. Извлечение таких примесей из котла также представляет определенную трудность.

4.2.2 Двигатели внутреннего сгорания

На дизельных электростанциях должны применяться двигатели внутреннего сгорания (дизели), соединенные с генератором. Сначала двигатель внутреннего сгорания преобразует химическую энергию в механическую. Затем генератор, вал

которого вращает двигатель, преобразует механическую энергию в электрическую. В таких установках используются двух или четырехтактные двигатели внутреннего сгорания.

Двигатели внутреннего сгорания имеют малую или среднюю мощность в диапазоне от 2 МВт до более чем 50 МВт. Их КПД выше, чем у газовых турбин. Кроме того, капитальные затраты, необходимые для их сооружения, невелики, установки легко транспортируются и начинают генерировать электричество практически немедленно после запуска. По этим причинам генераторы внутреннего сгорания используются там, где нужна небольшая мощность, а также для энергоснабжения в чрезвычайных ситуациях [4].

4.2.3 Газотурбинные установки

Газотурбинные установки во многом сходны с паротурбинными, однако турбина в этом случае приводится в движение не паром, а дымовыми газами. Помимо электрического генератора, турбина приводит во вращение компрессор. Воздух, сжатый компрессором, затем подается в камеру сгорания, где смешивается с газом или жидким топливом. Чем больше степень сжатия воздуха, тем выше температура и тем больший достигается КПД турбины. Дымовые газы, отработавшие в турбине, выбрасываются в атмосферный воздух. В отличие от паротурбинных установок, газотурбинные установки не нуждаются в парогенераторах, конденсаторах или системах охлаждения. Поэтому капитальные расходы, необходимые для развертывания таких установок, гораздо ниже. В электроэнергетике газотурбинные установки чаще всего используются как дополнительный источник энергии при пиковых нагрузках, когда необходим быстрый запуск, но не требуется длительное время работы.

4.2.4 Парогазовые установки

В парогазовых установках (системах комбинированного цикла) одновременно используются как газовые, так и паровые турбины. В этих системах горячие газы, отработавшие в газовой турбине, затем используются в качестве источника тепла для парогенератора, который, в свою очередь, питает паровую турбину. Помимо отработавших газов, для генерации пара используются и другие источники тепла. Такая комбинация позволяет достичь теплового КПД, превышающего КПД парогенераторов, работающих на угле или мазуте. Существует пять основных схемы парогазовых установок:

Газовая турбина с котлом-утилизатором. Горячие газы, отработавшие в турбине, используются для генерации пара в котле-утилизаторе, который расположен за газовой турбиной.

Парогазовая установка с дополнительным сжиганием топлива. В такой установке часть кислорода, содержащегося в газах, отработавших в газовой турбине, используется в системе дополнительного сжигания топлива, расположенной в газоходе между турбиной и парогенератором.

Парогазовая установка с дополнительной топкой. По своей конструкции эта установка аналогична установке с дополнительным сжиганием топлива, однако, в этом случае для дополнительного сжигания используется практически весь кислород, содержащийся в отработавших газах.

Парогенератор с наддувом и дополнительная газовая турбина. При этой схеме газовая турбина находится после парогенератора. Компрессор нагнетает сжатый воздух в топку парогенератора, где и производится сжигание топлива. Продукты сгорания, уже использованные для генерации пара, затем пропускаются через газовую турбину.

Электростанции с внутрицикловой газификацией. В традиционных технологиях сжигания органического топлива, например угля, топливо сжигается с использованием избыточного количества кислорода, чтобы обеспечить полное

сгорание топлива. В то же время для газификации угля требуется от одной пятой до одной третьей количества кислорода, теоретически необходимого для полного сжигания топлива. При газификации сгорает лишь часть углерода и образуется горючий газ, основными компонентами которого являются оксид углерода (СО) и водород (H₂). Полученный газ очищается и используется в качестве топлива для газовой турбины в системе парогазового цикла с внутрицикловой газификацией [4].

4.2.5 Когенерация

Когенерация представляет собой объединение системы для генерации электричества и системы для производства промышленного тепла и пара. Эта система обеспечивает более эффективное использование энергии. Таким образом, рабочее тепло после использования в выработке электроэнергии применяется для нужд теплоснабжения. Тем самым значительно повышается коэффициент использования тепла топлива – до 90 % и даже выше.

В первом случае топливо используется для генерации электроэнергии в паротурбинной или газотурбинной установке. После этого отработанное тепло используется в производственном процессе [4].

4.2.6 Удельные издержки для различных схем тепловых электростанций

Информация об удельных издержках, характерных для различных принципов и схем тепловых электростанций приведена в публикациях [4]. В этих источниках обсуждаются схемы, актуальные для современной энергетики или имеющие потенциал для коммерческого применения в будущем (т.е., схемы, которые доступны на рынке в настоящее время и будут доступны в ближайшем будущем, или же схемы, высокая эффективность и техническая осуществимость которых продемонстрированы к настоящему моменту). Расходы на очистку дымовых газов включают расходы, связанные с удалением твердых частиц и десульфуризацией газов. Кроме того, в них включены расходы на принятие мер по снижению выбросов NO_x, которые являются стандартными мероприятиями на большинстве предприятий, функционирующих в настоящее время.

В последнее время, также идет интенсивное накопление опыта коммерческой эксплуатации парогазовых электростанций на газовом топливе. Технологии сжигания комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией применяются на нескольких демонстрационных и пилотных объектах. Схемы с ультрасверхкритическими параметрами пара (700°С и 375 бар), парогазовые схемы с внешней газификацией и топливные элементы нуждаются в дальнейших исследованиях и разработке [4].

4.2.7 Идеальная тепловая эффективность

Цикл Карно – это идеальный термодинамический цикл, состоящий из двух адиабатных и двух изотермических процессов. В цикле Карно термодинамическая система выполняет механическую работу за счет обмена теплотой с двумя тепловыми резервуарами, имеющими постоянные, но различающиеся температуры. Тепловой КПД цикла Карно записывается следующим образом:

$$\text{КПД}_C = 1 - T_0/T, \quad (1)$$

где T^0 – температура приемника тепла;

T – температура источника, выраженные в градусах по шкале Кельвина ($T(K) = T(^{\circ}C) + 273,15$).

На рисунке 4.5 приведены идеальная (предельная) тепловая эффективность и эффективности, достигнутые применяемыми в настоящее время методами сжигания.

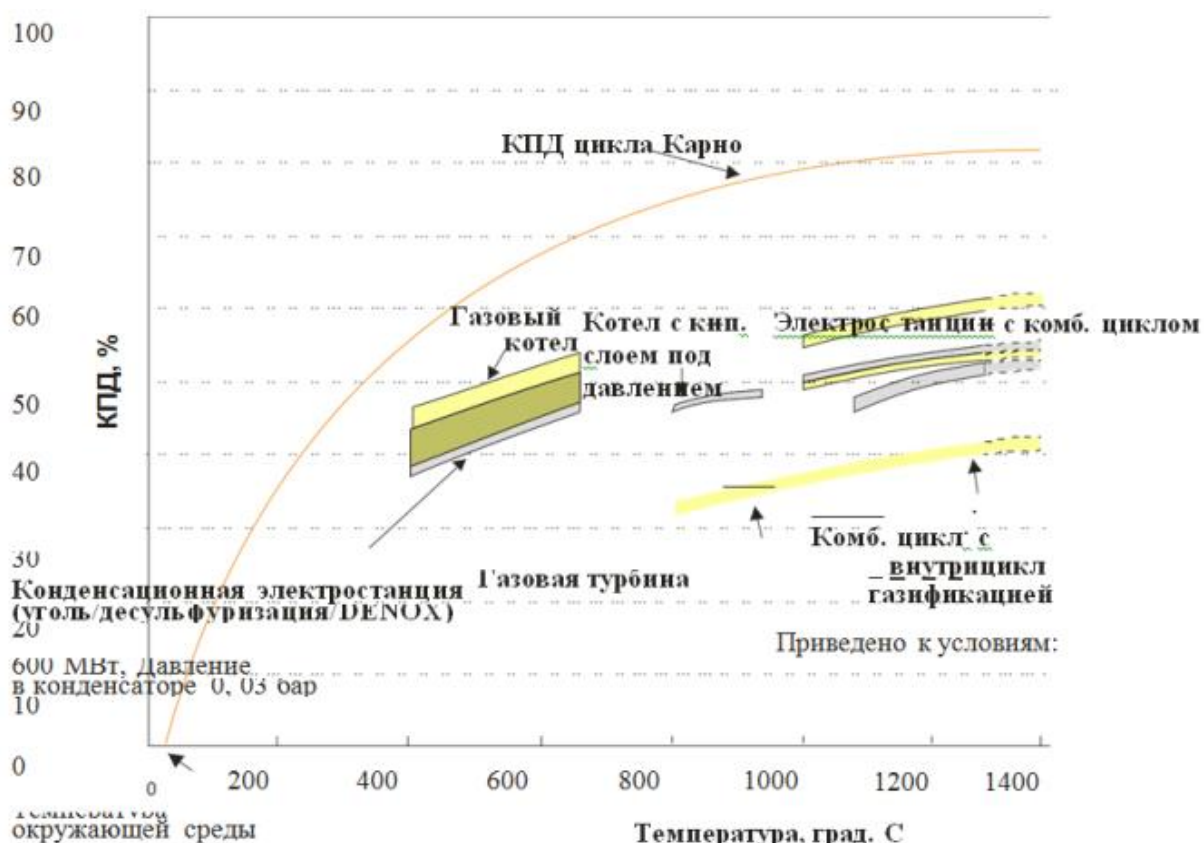


Рисунок 4.5 – Идеальная тепловая эффективность (цикла Карно) в сравнении с достигнутыми в настоящее время эффективностями применяемых методов производства тепловой энергии

4.3 Основные экологические аспекты сжигания топлива

Сжигание органического топлива для получения электрической энергии и/или тепла, и в особенности электроэнергетика с ее огромными электростанциями, является одной из основ функционирования современного общества и экономики. С другой стороны, топливосжигающие установки расходуют большое количество органического топлива различных видов и других природных ресурсов, преобразуя их в полезную энергию. На рисунке 4.6 схематически изображены материальные потоки на предприятии, использующем сжигание топлива для получения энергии, с учетом вспомогательных производственных процессов.

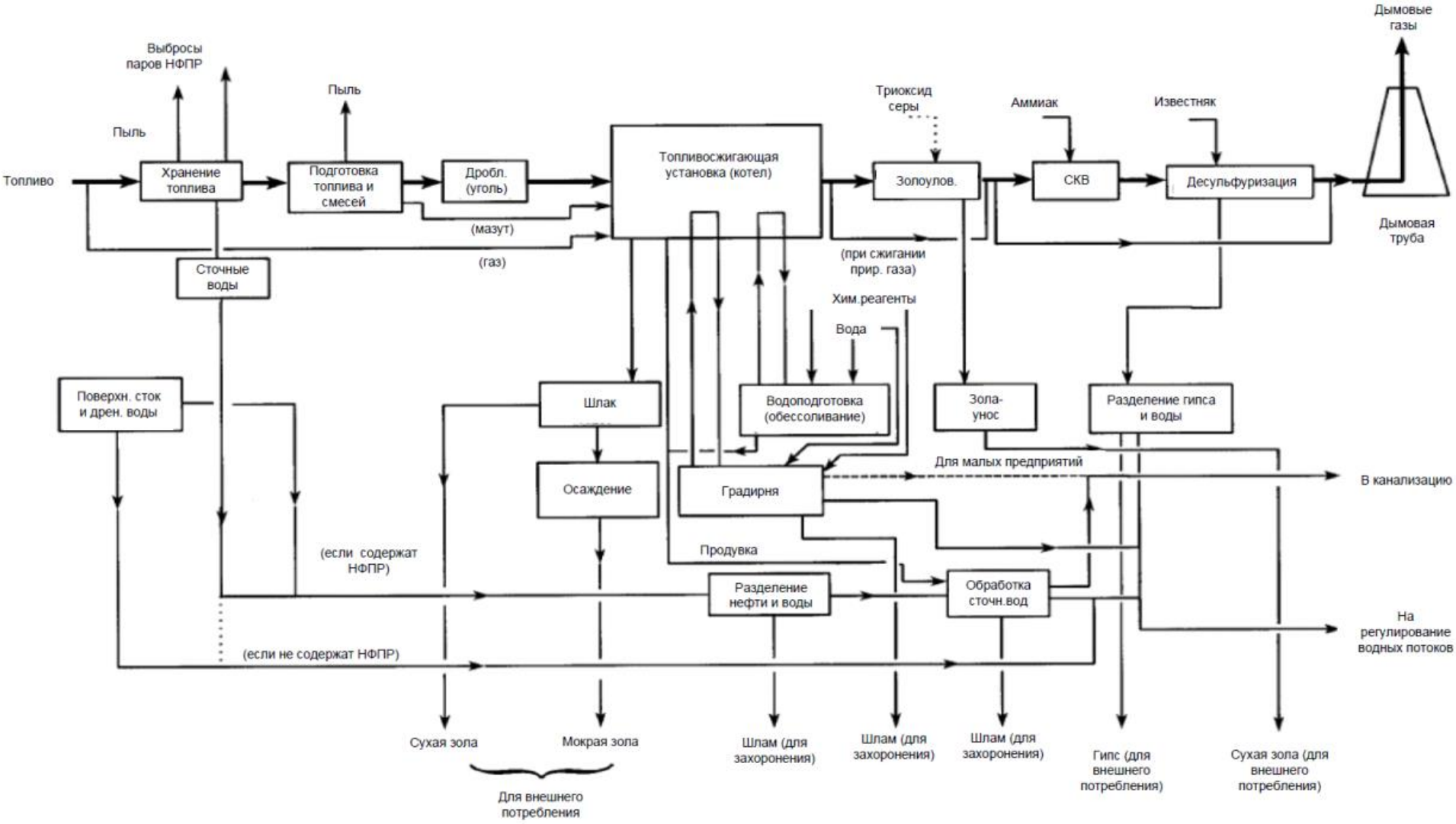


Рисунок 4.6 – Обобщенная схема материальных потоков топливосжигающей установки и вспомогательных операций

Данный раздел содержит общую информацию об основных ЗВ, поступающих в различные компоненты природной среды.

Укрупненный перечень ЗВ, источники их поступления (технологические процессы) и влияние на различные компоненты природной среды приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Потенциальные источники поступления ЗВ в компоненты природной среды

Технологический процесс	Загрязняющие вещества и показатели												
	Твердые частицы	Оксиды серы	Оксиды азота	Оксиды углерода	Органические соединения	Кислоты/щелочи/сол и т.д.	Соляная кислота/жидкая	Летучие органические соединения	Металлы и их соли	Соединения хлора	Ртуть и/или кадмий	ПАУ	Диоксины
Поступление в атмосферный воздух (А)													
Транспортировка, разгрузка и хранение топлива	А	-	-	-	-	-	-	А	-	-	-	-	-
Сжигание топлива	А	А	А	А	А	-	А	А	А	-	А	А	А
Выбросы от градирен	-	-	-	-	-	-	-	А	-	-	-	-	-
Поступление в водные ресурсы (В)													
Технологический процесс	Твердые частицы	БПК ₅	ХПК	СПАВ (анион.)	Нефтепродукты	Кислоты/щелочи/соли и т.д.	Температура	рН	Железо общее	Хлорид-ион	Ртуть и/или кадмий	Ванадий	Цинк
Очистка дымовых газов	В	-	-	-	В	-	В	В	-	-	В	-	-
Водоподготовка	В	-	-	В	-	В	-	В	В	В	-	-	-
Сброс сточных вод. В т.ч.	В	В	В	В	В	В	В	В	В	-	-	-	-
Производственных без очистки	В	В	В	В	В	-	В	-	В	В	В	-	-
Поверхностных без очистки	В	В	В	В	В	-	-	-	В	-	-	-	-
После очистки	-	В	В	В	-	В	-	В	В	-	-	-	-
Фильтрация через шламоотвал	-	В	В	В	-	В	-	В	В	-	-	В	В

Технологический процесс	Твердые частицы	Оксиды серы	Оксиды азота	Оксиды углерода	Органические соединения	Кислоты/щелочи/соли и т.д.	Соляная кислота/жидкая	Летучие органические соединения	Металлы и их соли	Соединения хлора	Ртуть и/или кадмий	ПАУ	Диоксины
Поступление в почвы (П)													
Транспортировка, разгрузка и хранение топлива	П	-	-	-	П	-	-	П	-	-	-	-	-
Сжигание топлива	П	П	П	П	П	-	П	П	П	-	П	П	П
Выбросы с градирен	-	-	-	-	-	-	-	П	-	-	-	-	-
Очистка дымовых газов	-	-	-	-	-	-	-	-	П	-	-	-	-

При отведении сточных вод происходит загрязнение, как поверхностных водных объектов, так и подземных вод.

4.3.1 Воздействие на водные объекты

4.3.1.1 Водоподготовка и очистка сточных вод, применяемые технологии

На объектах теплоэнергетики выделяют четыре этапа водоподготовки:

- предварительная подготовка;
- умягчение;
- обессоливание;
- обеззараживание.

Предварительная подготовка в первую очередь зависит от источника водоснабжения и качества исходной воды. Для крупных объектов теплоэнергетики Республики Беларусь основным источником воды на производственные нужды являются поверхностные водные объекты, реже сети централизованной системы водоснабжения. Для мелких объектов теплоэнергетики Республики Беларусь характерно использование подземных вод и вод из сетей централизованной системы водоснабжения. Целью предварительной очистки является удаление грубых примесей, взвесей, а также органических загрязнений в исходной воде.

В качестве предварительной подготовки используются следующие технологии: грубая фильтрация, биологическая очистка, реагентная обработка, флотация, отстаивание, фильтрация, мембранное отделение. Полная схема водоподготовки используется для крупных объектов теплоэнергетики, которые используют на технологические нужды воду из поверхностных источников, а для мелких объектов хватает механической фильтрации или мембранного отделения.

Мембранное отделение является наиболее новой технологией водоподготовки. В качестве предварительной подготовки используется микрофильтрация и ультрафильтрация.

Микрофильтрация (размеры пор 500-20000 Å, рабочее давление от 0,01 до 0,2 МПа [5]) используется для отделения некоторых бактерий и вирусов, фиксированных на взвешенных частицах, активных углей, тонкодисперсных пигментов, красителей, асбеста и разделения водомасляных эмульсий, однако они не задерживают наиболее тонкие коллоиды. Размер пор в мембранах позволяет

пропускать газы [6].

Мембраны микрофильтрации изготавливаются в форме полых волокон с внешней или внутренней пленкой. Расход воды через мембрану зависит от следующих показателей: проницаемости мембраны, давления. Отклонение от температуры 20°C на 1°C приводит к корректировке потока пермеата приблизительно на 2,5 % [6]. Исходя из этих данных, можно предположить, что единственной величиной для сравнения различных мембранных модулей между собой или для оценки износа будет являться их проницаемость. Это позволяет оценить уровень забивания мембраны и при необходимости принять решение о переходе к химической чистке или к увеличению интенсивности обратной промывки.

Процедура обратной промывки осуществляется водой или воздухом. Она состоит в изменении направления прохождения потока воды через мембрану путем нагнетания давления со стороны пермеата. Скопившейся осадок в результате такой процедуры отслаивается, отслоившиеся фрагменты выносятся за пределы полого волокна, а впоследствии и за пределы модуля. Обратная промывка воздухом заключается в подаче давления в камеру пермеата и формировании пузырьков, под действием которых и происходит отделение осадка. Осадок удаляется, и мембрана возвращается к исходной производительности.

Ультрафильтрация – это процесс разделения жидкости, который осуществляется путем фильтрования ее через мембрану с характеристиками: размеры пор 30-1000 Å, рабочее давление 0,2-1,0 МПа [5].

Для изготовления ультрафильтрационных мембран используются полимерные вещества, такие как ацетат целлюлозы, поливинилиденфторид, гидрофильный полиэстерсульфон или полисульфон и др.

Ультрафильтрационные мембраны характеризуются значением условной молекулярной массы частиц, которые не способны проникнуть сквозь мембрану. Граница отсеки по молекулярной массе задерживаемых компонентов составляет от нескольких кДа до сотен кДа. После прохождения через ультрафильтрационные элементы в воде полностью отсутствуют вирусы, бактерии, цисты, эндотоксины и пирогены.

Классическая схема модуля ультрафильтрации выполняется с внутренней поверхностью фильтрации. Модуль содержит приблизительно 35600 волокон с размером 0,9 мм, при этом площадь фильтрации составляет 125 м². Такой модуль используется в режимах тангенциальной или фронтальной фильтрации.

Схожую геометрическую форму имеют мембранные модули с внешней поверхностью фильтрации и полыми волокнами, в которых циркуляция воды происходит на поверхности волокон, а полученный пермеат накапливается на концах волокон. В данных модулях также просто осуществляется обратная промывка.

Умягченная вода на объектах теплоэнергетики Республики Беларусь, как крупных, так и мелких, используется для подпитки тепловой сети.

Для умягчения воды используются следующие технологии: реагентное умягчение, термическое умягчение, ионный обмен, нанофильтрация, электрохимическое умягчение. Реагентное умягчение, термическое умягчение и ионный обмен являются более старыми и отработанными технологиями, опыты по умягчению воды методами нанофильтрации и электрохимического умягчения, а также модернизация установок нанофильтрации и электрохимического умягчения происходят и сегодня.

Нанофильтрация относится к мембранным технологиям, при этом размеры пор полупроницаемых мембран 10-70 Å, рабочее давление 0,5-8,0 МПа [5]. Мембраны нанофильтрации выделяются:

– высоким пропусканием одновалентных солей;

– задерживанием двухвалентных солей от 90 до 99%.

Таким образом, степень пропускания солей изменяется в зависимости от типа мембраны и типа соли. Наночелнофилтрационные мембранные модули, направленные на умягчение воды, характеризуются средней проницаемостью и работают при более низком давлении, чем установки обратного осмоса. Наночелнофилтрация применяется с тангенциальным процессом филтрации. При помощи насоса высокого давления очищаемая вода непрерывно подается в систему мембранных модулей при повышенном давлении. Очищаемая вода разделяется на поток с низким солесодержанием – умягченная вода и высокоминерализованный поток, называемый концентратом.

Основное преимущество мембранных модулей наночелнофилтрации в процессе умягчения воды состоит в том, что, допуская значительное пропускание одновалентных солей, они работают при более низких значениях энергопотребления.

Наиболее эффективная схема обратного осмоса пропускает только воду, задерживая все растворенные вещества, за исключением немногих органических молекул, близких к воде по некоторым своим свойствам.

Электрохимический метод умягчения воды является относительно новым. Обрабатываемая вода подается в катодную камеру электрокорректора, отделенную от анодной анионообменной камерой. При пропускании постоянного тока в катодной камере значение рН поднимается до 10-11, а в анодной значение рН опускается до 3-4. В катодной камере происходит образование частиц гидроксидов и карбонатов смешанного состава. Вода со взвесями поступает на разделение в электрофлотатор, где в результате электролиза воды происходит выделение водорода и кислорода, которые поднимают на поверхность частицы взвесей, органики, эмульсии, образуя пенный слой – флотошлам, который в последствии удаляется специальным устройством. Далее умягченная вода подается в анодную камеру электрокорректора, где происходит ее нейтрализация до значений рН, близких к показателям в исходной воде.

Обессоленная вода на объектах теплоэнергетики используется для производства пара. Для обессоливания применяют: метод ионного обмена, электродиализ, электродеионизацию, обратный осмос.

Метод ионного обмена применяется достаточно широко и хорошо изучен. При глубоком обессоливании из раствора удаляются все макро- и микрокомпоненты, т.е. соли и примеси. Степень очистки раствора по каждому макрокомпоненту (катиону и аниону) зависит от их сродства к данному иониту, т.е. от расположения в рядах селективности. Подбирая иониты, степень их регенерации и количество ступеней очистки, можно добиться необходимой глубины очистки воды практически любого исходного состава.

Обессоливание проводится в одну, две, три ступени или смешанным слоем ионитов. Основной недостаток данного метода в использовании реагентов для проведения регенерации ионообменных смол.

Электродиализ – это процесс удаления из обрабатываемой жидкости ионов растворенных веществ при помощи избирательного переноса через полупроницаемые мембраны, селективные к данным ионам, в постоянно действующем электрическом поле. В основе данного метода лежат несколько явлений из физической химии, а именно электролитическая диссоциация (растворение солей с последующим образованием ионных пар), движение (направленное) ионов в электрическом поле и селективность ионообменных мембран.

Электродеионизация – это процесс непрерывной деминерализации воды с использованием ионоселективных мембран, ионообменных смол и постоянного

электрического поля. Основной движущей силой процесса электродеионизации является разность потенциалов электрического поля по обе стороны от межмембранного канала, который в свою очередь заполнен ионообменной смолой. Именно эта разность потенциалов создает возможность переноса растворенных ионов из обрабатываемой воды через ионоселективные мембраны и одновременно с этим позволяет проводить непрерывную регенерацию ионита.

Обратный осмос – мембранная технология обессоливания воды, размеры пор мембран составляют 1-15 Å, рабочее давление 0,5-8,0 МПа [5]. Мембраны обратного осмоса задерживают ионы солей, в меньшей степени – неионные молекулы и очень малую долю растворенных газов. При использовании технологии обратного осмоса задерживаются:

- 95-99,7 % одновалентных ионов;
- 99,5-99,9 % двухвалентных ионов.

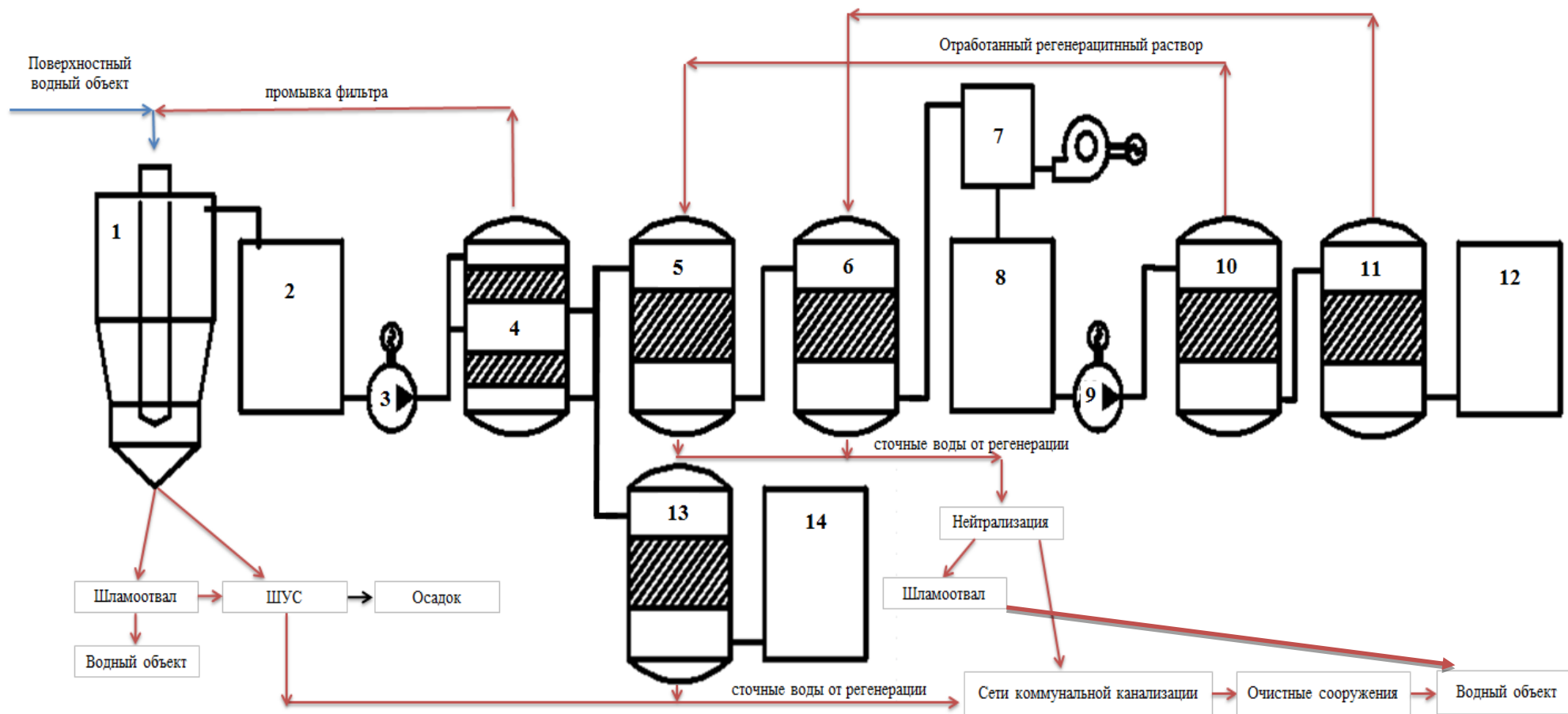
Анализ изучения применяемых технологий водоподготовки в Республике Беларусь позволяет сформировать типовые схемы умягчения и обессоливания на объектах теплоэнергетики:

– типовая схема умягчения для объектов теплоэнергетики: известкование с коагуляцией в осветлителе, фильтрование через механические фильтры, Na-катионирование;

– типовая схема обессоливания для объектов теплоэнергетики: известкование с коагуляцией в осветлителе, фильтрование через механические фильтры, H-катионитовые и анионитовые фильтры первой ступени, декарбонизация, H-катионитовые и анионитовые фильтры второй ступени.

Наибольшее распространение получили ионообменные установки по умягчению воды и полного обессоливания. В последние несколько лет происходит интеграция мембранных технологий, чаще – это установки ультрафильтрации для предварительной подготовки и установки обратного осмоса для обессоливания (только на небольших частных котельных).

Типовая схема водоподготовки на объектах теплоэнергетики Республики Беларусь приведена на рисунке 4.7.



1 – осветлитель; 2 – бак коагулированной воды; 3 – насос коагулированной воды; 4 – механический фильтр;
 5 – H-катионитовый фильтр I ступени; 6 – анионитовый фильтр I ступени; 7 – декарбонизатор; 8 – бак частично-обессоленной воды;
 9 – насос частично-обессоленной воды; 10 – H-катионитовый фильтр II ступени; 11 – анионитовый фильтр II ступени;
 12 – бак обессоленной воды; 13 – Na-катионитовый фильтр; 14 – бак умягченной воды.

Рисунок 4.7 – Типовая схема водоподготовки на объектах теплоэнергетики Республики Беларусь

ТКП 17.02-17-2019

Потоки сточных вод, обозначенные на схеме, показывают, что на объектах теплоэнергетики хорошо развита система повторного использования регенерационного раствора, предназначенного для регенерации ионообменных фильтров обессоливания. Хорошо отлажена система возврата промывных вод механических фильтров.

Сточные воды приводят к проблемам в отношении качества поверхностных водных объектов, которые варьируют в широком диапазоне в зависимости от типа используемого топлива, применяемой технологии сброса, типа охлаждающей системы и, следовательно, количества используемой воды, химических и биологических реагентов, добавляемых для водоподготовки и эксплуатационных целей.

Тепловой КПД процесса горения ограничен термодинамическими пределами цикла Карно. Это означает, что не вся энергия химических связей топлива преобразуется в механическую и далее в электрическую энергию. В результате значительная часть энергии, полученная в результате горения, будет передана природной среде как выброс тепла. Многие топливосжигающие установки используют в качестве охлаждающей среды большое количество воды.

Сбросное тепло передается (посредством использования таких охлаждающих технологий, как прямоточные устройства или влажные градирни) охлаждающей воде и далее, водной среде.

Потоки сточных вод, описанные выше содержат множество различных ЗВ. В таблице 4.2 приведены общепринятые характеристики, принимаемые во внимание при оценке качества сточных вод крупных топливосжигающих установок. Однако, значимость каждого из этих параметров зависит от используемых технологий, которые также определяют тип и количество загрязнителей, присутствующих в сточных водах до очистки.

Таблица 4.2 – Перечень контролируемых показателей, сбрасываемых в составе сточных вод крупных топливосжигающих установок

Контролируемые показатель	Масса веществ за 2016 год, т
рН	-
Температура	-
Цветность	-
БПК ₅	51,13
ХПК	944,773
Взвешенные вещества	278,924
Минерализация	6898,02
Сульфат-ион	306,536
Хлорид-ион	263,849
СПАВ (анион.)	0,30549
Нефтепродукты	1,31755
Фосфат-ион	0,473
Фосфор общий	2,31
Аммоний-ион	0,261
Железо общее	0,7
Медь	0,003
Нитрат-ион	0,19
Нитрит-ион	0,001

В силу своих химических, биологических и физических характеристик эти вещества и показатели оказывают значительное воздействие на водные объекты: вызывать повышение кислотности или щелочности (изменение рН), уменьшение

содержания кислорода и усиление эвтрофикации водных объектов вследствие поступления дополнительного количества органических соединений (азота и фосфора).

Вода от промывки шлака и переноса золы, имеет щелочной характер благодаря составу золы, тогда как вода от промывки котла является кислой. Сточные воды от влажной десульфуризации на предприятии содержат соли, например, хлориды и сульфаты.

Сточные воды, образующиеся в результате деятельности энергогенерирующих установок, являются дополнительным источником солей. Этот эффект особенно значим, если сточные воды сбрасываются непосредственно в водные объекты. В результате водоподготовки обрабатываемая вода разделяется на очищенную воду и концентрат (сточные воды). Воздействие сточных вод, образовавшихся в процессе водоподготовки, на окружающую среду возникает также в результате их отведения в сети централизованной системы водоотведения (канализации) и хранения на фильтруемых картах шламоотвалов.

Объем образовавшихся сточных вод в процессе водоподготовки на объектах теплоэнергетики Республики Беларусь составляет 12-15 % от всей обработанной воды.

Помимо повышения концентрации загрязняющих веществ воздействие на качество сточных вод оказывается привнесением в процессе водоподготовки химических реагентов. За исключением фильтрования воды, через механические фильтры, все этапы водоподготовки производятся с использованием реагентов. В процессе известкования с коагуляцией реагенты добавляются в обрабатываемую воду с целью умягчения воды и объединения мелкодисперсных частиц.

Реагенты используются в процессе регенерации ионообменных смол, ионообменных фильтров умягчения и обессоливания воды. На объектах теплоэнергетики Республики Беларусь в качестве загрузки для Na-катионитовых и H-катионитовых фильтров наиболее часто используется катионит КУ-2-8 в виде сильнокислотной ионообменной смолы с гелевой структурой. Катионит характеризуется высокой осмотической стабильностью и химической стойкостью к воздействию щелочей, кислот, окислителей. Для регенерации катионита КУ-2-8 на Na-катионитовых фильтрах подготавливают солевой раствор NaCl 8-12 %. На регенерацию одного м³ загрузки, в среднем, уходит 150-200 кг хлорида натрия. Основным недостатком данного метода регенерации является увеличение концентрации хлорид-иона в составе сточных вод, образующихся в процессе регенерации Na-катионитовых фильтров. В итоге содержание хлорид-иона в сточной воде существенно превышает допустимые концентрации, установленные как на сброс в сети централизованной системы водоотведения (канализации), так и на сброс в поверхностные водные объекты. Большинство объектов теплоэнергетики в данной ситуации снижают концентрацию хлорид-иона путем разбавления сточных вод нормативно чистыми сточными водами, взятыми из технологического процесса, что ведет к перерасходу ресурсов, как сырьевых, так и финансовых. Для регенерации катионита КУ-2-8 на H-катионитовых фильтров используют 1-1,5 % раствор H₂SO₄. На регенерацию одного м³ загрузки H-катионитовых фильтров первой ступени, в среднем, уходит 100-150 кг 100 % серной кислоты, а на регенерацию одного м³ загрузки H-катионитовых фильтров второй ступени – 200-250 кг 100 % серной кислоты. При использовании данного метода в составе сточных вод повышается содержание сульфат-иона. В качестве загрузки для анионитовых фильтров, чаще всего, используется анионит АВ-17-8 в виде гелевой анионообменной смолы на основе сополимера стирола и дивинилбензола с бензилтриметиламмониевыми функциональными группами. Данный анионит отличается высокой химической стойкостью к воздействию щелочей, кислот,

ТКП 17.02-17-2019

окислителей, обладает высокой механической прочностью и осмотической стабильностью, устойчив к действию температур. Для регенерации анионита АВ-17-8 первой ступени используют 4-6 % раствор NaOH, а для регенерации второй ступени 6-8 % раствор NaOH. На регенерацию одного м³ загрузки анионитовых фильтров первой ступени, в среднем уходит 80-100 кг 100 % гидроксида натрия, а на регенерацию одного м³ загрузки анионитовых фильтров второй ступени – 100-150 кг 100 % гидроксида натрия.

Усредненные значения воздействия сточных вод, образовавшихся на этапах водоподготовки обследуемых крупных объектов теплоэнергетики (Витебская ТЭЦ, Минская ТЭЦ-2, Минская ТЭЦ-3, Минская ТЭЦ-5, Новополоцкая ТЭЦ, Лукомльская ГРЭС, Оршанская ТЭЦ, Бобруйская ТЭЦ-2), на окружающую среду представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Воздействие на окружающую среду, оказываемое сточными водами от водоподготовки

Состав сооружений водоподготовки и их мощность, м³/ч	Объем сточных вод, образовавшихся в процессе одной продувки/промывки/регенерации, м³, а при постоянной продувке %	Качество сточных вод, мг/дм³ (нормируемые вещества)	Периодичность регенераций, (ед./м³ обработанной воды) взрыхления, промывок	Наименование реагента, количество реагента, затраченного на 1 регенерацию (кг)	Приемник сточных вод (наличие разбавления / нейтрализации)
Умягчение					
Осветлитель (коагуляция сернокислым железом известкованием)	2-4% постоянная продувка. Периодическая продувка 8 – 13 м³.	Нормируемые вещества: pH-6,5÷9,0 Взвешенные вещества - 250 мг/дм³ Минерализация - 1000 мг/дм³ Cl⁻ - 300 мг/дм³ SO₄⁻ - 130 мг/дм³ Fe⁻ - 2,2 мг/дм³ Нефтепродукты - 2,26 мг/дм³ Фактические за период 1 - 6 мес. 2017 г. pH - 7,95 Взвешенные вещества - 71 мг/дм³ Минерализация - 104 мг/дм³ Cl⁻ - 7,05 мг/дм³ SO₄⁻ - 19,9 мг/дм³ Fe⁻ - 1,79 мг/дм³ Нефтепродукты - 0,54 мг/дм³	Периодическая продувка: 1-3 раза в неделю, продолжительность 60-120 секунд	-	Шламоотвал, далее шламоуплотнительная станция (ШУС).
Механический фильтр	Взрыхление воздухом 3 мин. 0,1±0,15 МПа Взрыхление водой 20 мин. Q=85-165 м³.	pH = 10,0-10,3	2-7 тыс. м³ По перепаду давления.	-	Возвращаются на осветлитель
Ультрафильтрация	Обратная промывка – 6 м³. Химическая мойка – 15 м³.	-	Обратная промывка – 1/80 м³ Химическая мойка – 1/800 м³	На 1 химическую мойку затрачено NaCl – 9,4 кг NaOH – 2,4 кг	Сети централизованной системы водоотведения

ТКП 17.02-17-2019

				HCl – 3,8 кг	(канализации)
Н-Na-катионитовый фильтр	Регенерация 25-250 м ³	Остаточная концентрация после нейтрализации SO ₄ ⁻ - 2,0 мг/дм ³	3,5 – 10 тыс. м ³	От 26,5 до 270 кг 100% H ₂ SO ₄ на 1 м ³ загрузки 150-225 кг HCl на 1 м ³ загрузки	На нейтрализацию, после отстаивания на картах шламоотвала в водный объект/сети централизованной системы водоотведения (канализации)
Na-катионитовый фильтр	25-355 м ³	-	1,5-3 тыс. м ³	40-100 кг 100% NaCl на 1 м ³ загрузки	На нейтрализацию, после отстаивания на картах шламоотвала в водный объект/сети централизованной системы водоотведения (канализации)
Обессоливание					
Осветлитель (коагуляция сернокислым железом известкованием) с	2-4 % постоянная продувка. Периодическая продувка 8 – 13 м ³ . Максимальное значение достигает 20 % от общего расхода обрабатываемой воды.	Нормируемые вещества: рН - 6,5÷9,0 Взвешенные вещества - 250 мг/дм ³ Минерализация - 1000 мг/дм ³ Cl ⁻ - 300 мг/дм ³ SO ₄ ⁻ - 130 мг/дм ³ Fe ⁻ - 2,2 мг/дм ³ Нефтепродукты - 2,26 мг/дм ³ Фактические показатели: рН - 7,95 Взвешенные вещества - 71 мг/дм ³ Минерализация - 104 мг/дм ³ Cl ⁻ - 7,05 мг/дм ³ SO ₄ ⁻ - 19,9 мг/дм ³ Fe ⁻ - 1,79 мг/дм ³	Периодическая продувка: 1-3 раза в неделю, продолжительность 60-120 секунд	-	Шламоотвал, далее ШУС.

		Нефтепродукты - 0,54 мг/дм ³			
Механический фильтр	Взрыхление воздухом 3 мин. 0,1÷0,15 МПа Взрыхление водой 20 мин. Q=85-165 м ³ .	pH = 10,0-10,3	2-7 тыс. м ³ По перепаду давления.	-	Возвращаются на осветлитель
Ультрафильтрация	Обратная промывка – 6 м ³ Химическая мойка – 15 м ³	-	Обратная промывка – 1/80 м ³ Химическая мойка – 1/800 м ³	На 1 химическую мойку затрачено NaCl – 9,4 кг NaOH – 2,4 кг HCl – 3,8 кг	Сети централизованной системы водоотведения (канализации)
H-Na-катионитовый фильтр	Регенерация 25-250 м ³	Остаточная концентрация после нейтрализации SO ₄ ⁻ -2,0 мг/дм ³	3,5 – 10 тыс. м ³	От 26,5 до 270 кг 100% H ₂ SO ₄ на 1 м ³ загрузки 150-225 кг HCl на 1 м ³ загрузки	На нейтрализацию, после отстаивания на картах шламоотвала в водный объект/сети централизованной системы водоотведения (канализации)
H-катионитовый фильтр I ступени	80-155 м ³	-	2-3,5 тыс. м ³	50-120 кг 100% H ₂ SO ₄ на 1 катионита	На нейтрализацию, после отстаивания на картах шламоотвала в водный объект/сети централизованной системы водоотведения (канализации)
Анионитовый фильтр I ступени	70-333 м ³	-	2-14 тыс. м ³	Расход 100%-ного едкого натра на одну регенерацию составляет 70-120 кг на 1 м ³ загрузки	На нейтрализацию, после отстаивания на картах шламоотвала в водный объект/

ТКП 17.02-17-2019

					сети централизованной системы водоотведения (канализации)
Н-катионитовый фильтр II ступени	120 м ³	-	20-120 тыс. м ³	100-200 кг 100% H ₂ SO ₄ на 1 м ³ катионита	На нейтрализацию, после отстаивания на картах шламоотвала в водный объект/сети централизованной системы водоотведения (канализации)
Анионитовый фильтр II ступени	70-85 м ³	-	38-42 тыс. м ³	Расход 100% едкого натра на одну регенерацию составляет 100 кг на 1 м ³ загрузки	На нейтрализацию, после отстаивания на картах шламоотвала в водный объект/сети централизованной системы водоотведения (канализации)
ФСД	70-110 м ³	-	100-120 тыс. м ³	100-120 кг 100% H ₂ SO ₄ на 1 м ³ катионита. Расход 100% едкого натра на одну регенерацию составляет 100 кг на 1 м ³ загрузки	Сети централизованной системы водоотведения (канализации)

ТКП 17.02-17-2019

источнике водоснабжения. Схема установки для умягчения воды представлена на рисунках 4.8 и 4.9.

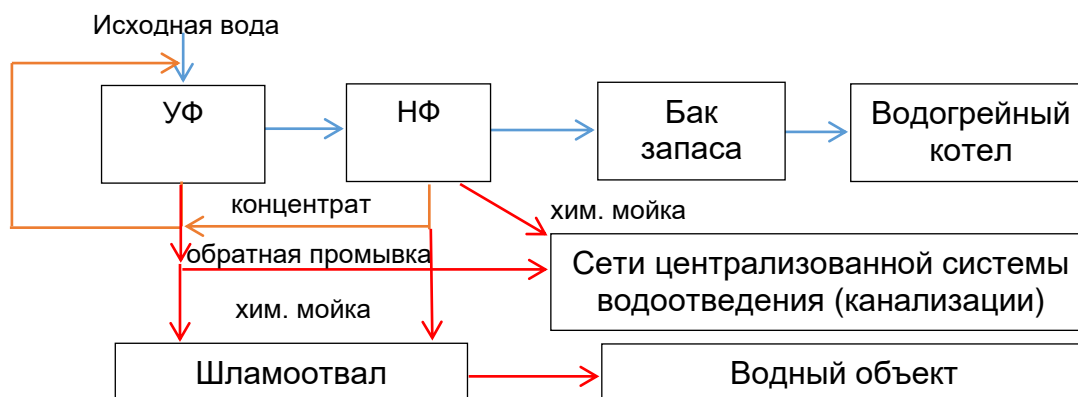


Рисунок 4.8 – Схема умягчения воды для новых объектов теплоэнергетики

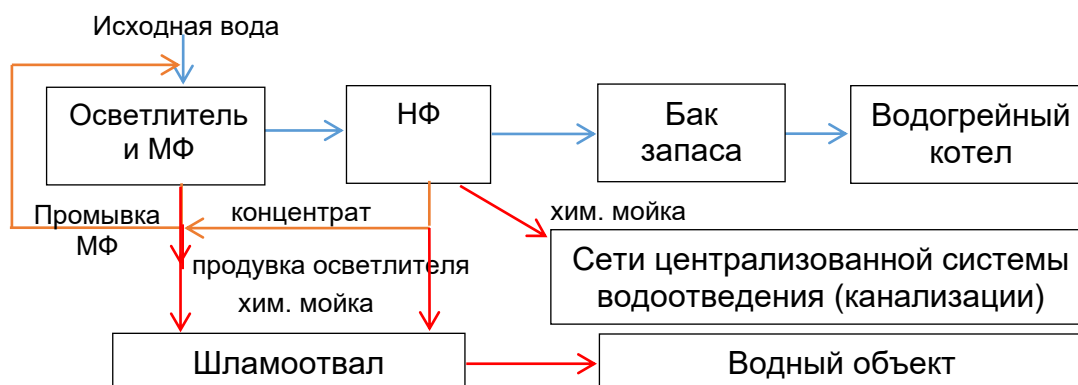


Рисунок 4.9 – Схема умягчения воды для модернизируемых объектов теплоэнергетики

На паровых котельных и котельных промпредприятий, вырабатывающих пар, используется метод двухступенчатого ионного обмена на Na-катионитовых фильтрах. Наиболее технологичной схемой обессоливания воды для питания паровых котлов будет схема с использованием обратноосмотической установки. В качестве предварительной подготовки используется ультрафильтрационная установка. Образовавшийся в процессе обессоливания воды концентрат (до 40 % от объема обработанной воды) возвращается на установку ультрафильтрации. Данную схему можно использовать при любом источнике водоснабжения. Схема установки для обессоливания воды представлена на рисунках 4.10. и 4.11.

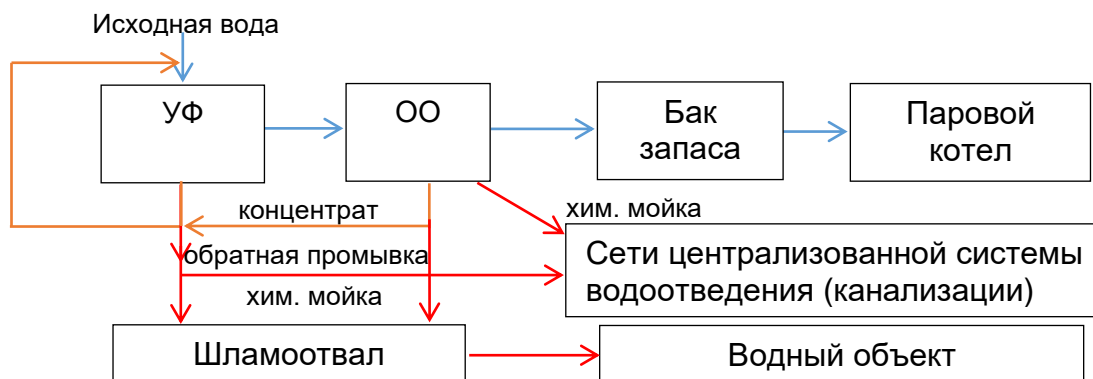


Рисунок 4.10 – Схема обессоливание воды для новых объектов теплоэнергетики

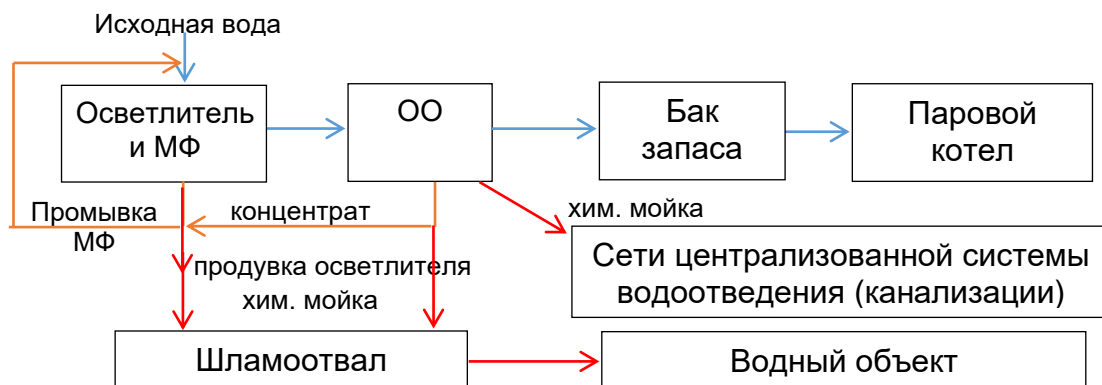


Рисунок 4.11 – Схема обессоливание воды для модернизируемых объектов теплоэнергетики

Для глубокого обессоливания исходной воды на крупных топливосжигающих установках Республики Беларусь используют схему двухступенчатого ионного обмена на Н-катионитовых и анионитовых фильтрах. Наиболее технологичной схемой глубокого обессоливания воды будет схема с использованием комбинированных технологий: обратноосмотическая установка в качестве предварительного обессоливания и ионный обмен в качестве глубокого обессоливания. В качестве предварительной подготовки целесообразно использовать ультрафильтрационную установку. Образовавшийся в процессе обессоливания воды концентрат (до 40 % от объема обработанной воды) возвращается на установку ультрафильтрации. Данную схему можно использовать при любом источнике водоснабжения. Схема установки для обессоливания воды представлена на рисунках 4.12 и 4.13.

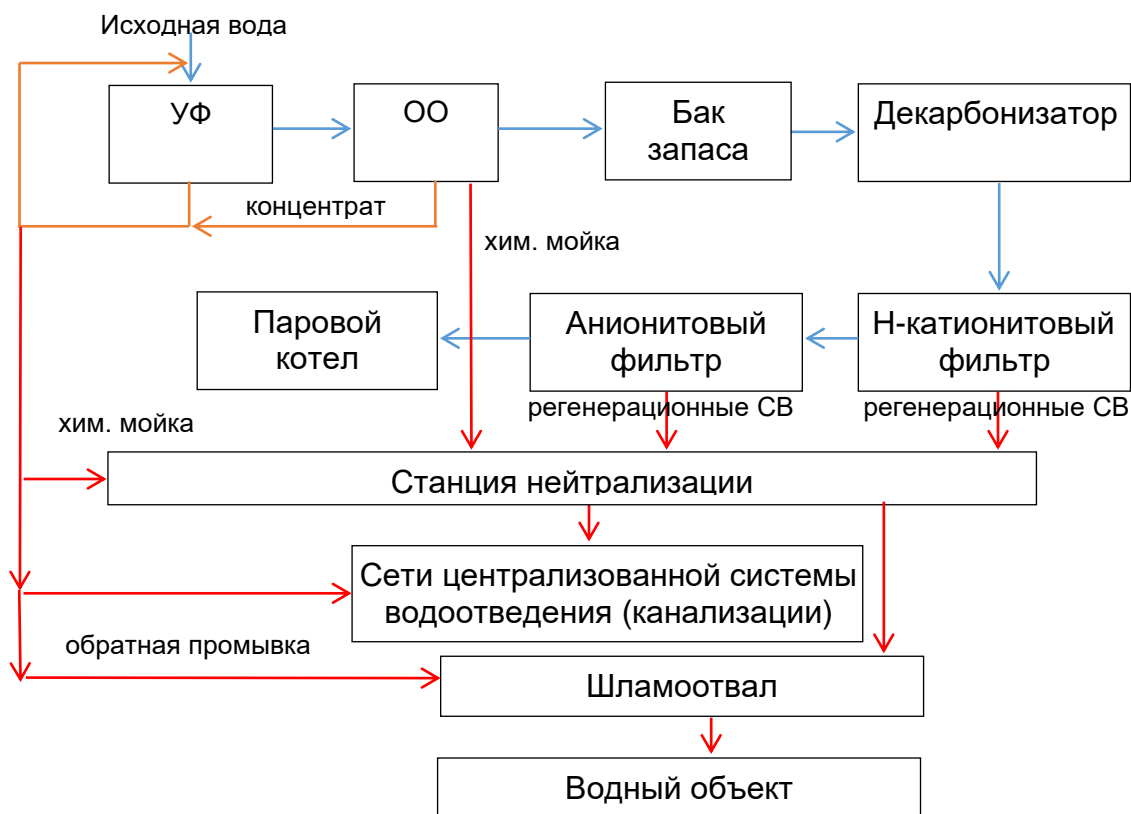


Рисунок 4.12 – Схема глубокого обессоливания воды для новых объектов теплоэнергетики

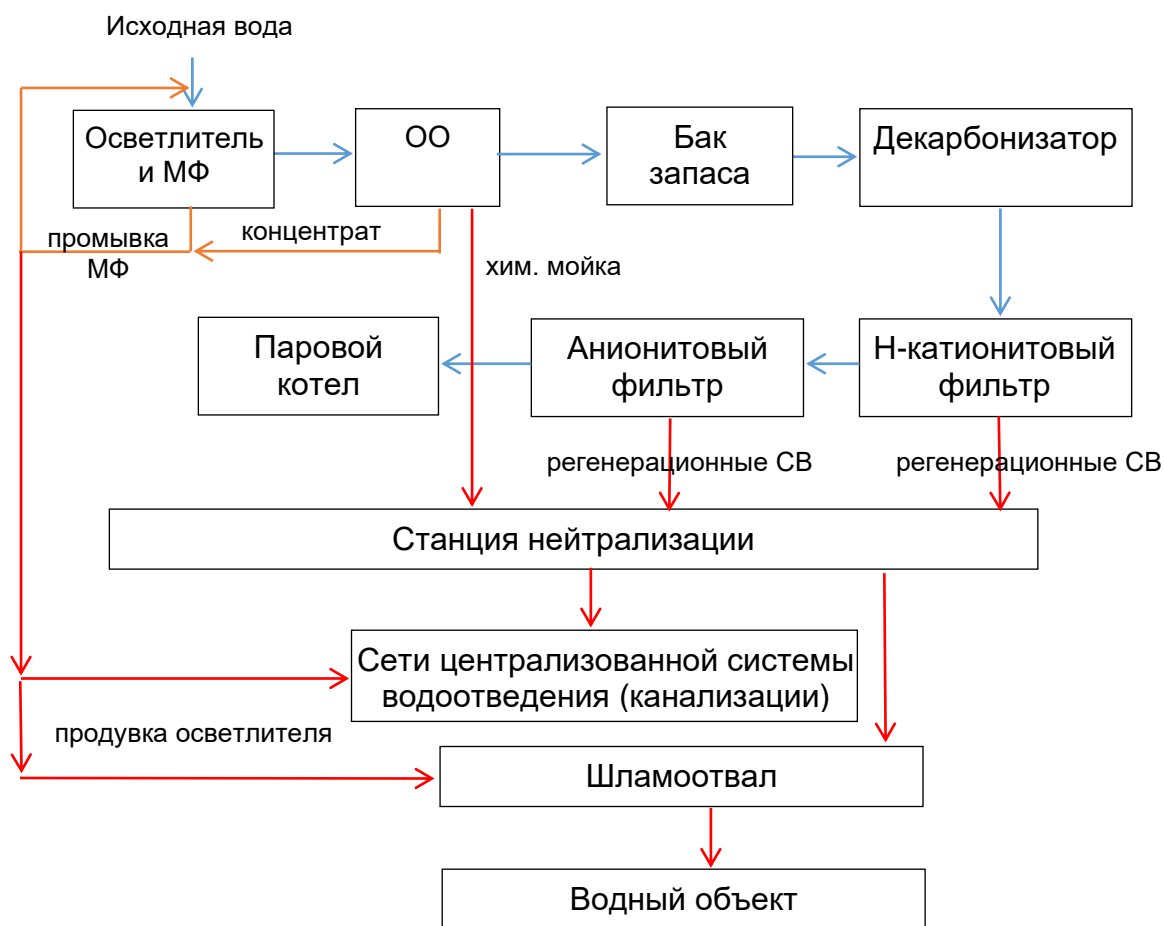


Рисунок 4.13 – Схема глубокого обессоливания воды для модернизируемых объектов теплоэнергетики

Для очистки подпиточной воды от присутствующих в ней нежелательных газовых примесей применяют деаэрационную установку. Деаэрирование проводится либо физическим способом с помощью вакуумных, термических деаэраторов или деаэрационных мембран, либо химическим способом, используя восстановители кислорода или каталитические смолы.

В теплоэнергетике наиболее часто используют термические деаэраторы атмосферного давления (рисунок 4.14) с рабочей температурой в диапазоне от 105 до 140 °С, емкость резервуаров рассчитывается с учетом 15-60 минутного запаса воды при номинальной производительности. Конденсат, свободный от кислорода, направляется в накопительный резервуар, а конденсат деаэрируется вместе с подпиточной водой.

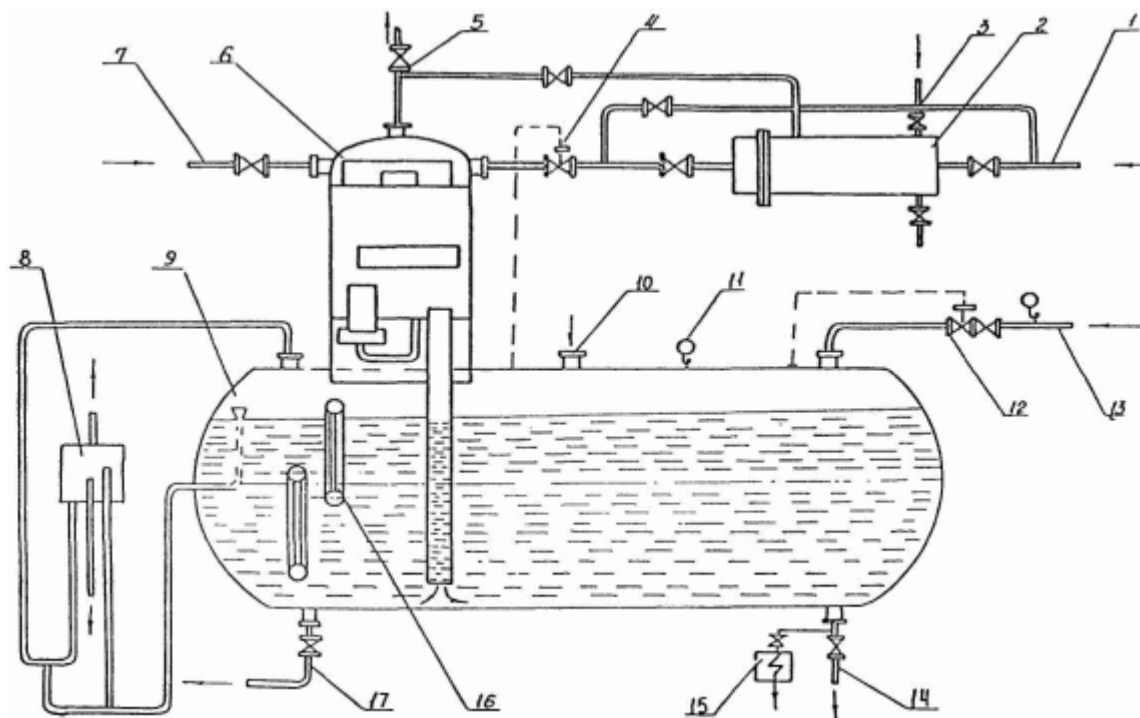
Термические деаэраторы должны отвечать следующим условиям:

- максимальная граница контакта вода-пар;
- поддержание температуры воды, очень близкой к температуре насыщенного пара под давлением;
- поддержание парциального давления удаляемого газа на нижней отметке по сравнению с давлением, соответствующим, согласно законам массообмена газ-жидкость, требуемому конечному содержанию;

Для обеспечения безопасности термические деаэраторы должны быть оборудованы:

- вакуумным клапаном, предотвращающим образование вакуума вследствие резкой конденсации пара;

- гидравлическим сифоном или клапаном(ами), предотвращающим избыточное давление;
- сифоном или переливной трубой, предотвращающими засорение.



- 1 — подвод химочищенной воды; 2 — охладитель выпара; 3, 5 — выпар в атмосферный воздух; 4 — клапан регулировки уровня; 6 — колонка; 7 — подвод основного конденсата; 8 — предохранительное устройство; 9 — деаэрационный бак; 10 — подвод деаэрированной воды; 11 — манометр; 12 — клапан регулировки давления; 13 — подвод горячего пара; 14 — отвод деаэрированной воды; 15 — охладитель проб воды; 16 — указатель уровня; 17 — дренаж; 18 — мановакуумметр.

Рисунок 4.14 – Схема термического деаэратора атмосферного давления

Раздельный сбор и очистка сточных вод от технологических процессов и поверхностных вод (дождевых и талых) является НДТМ.

Сточные воды, с целью экономии электроэнергии, по возможности, транспортируются самотеком.

Удаление ЗВ из сточных вод перед сбросом в окружающую среду осуществляется путем применения соответствующей комбинации широкого круга физических, химических и биохимических процессов, в том числе:

- фильтрация
- коррекция pH / нейтрализация
- коагуляция / флокуляция / осаждение
- осаждение / фильтрация / флотация
- система разделения нефтепродуктов и воды
- биологическая очистка.

Сточные воды от крупной топливосжигающей установки представлены на рисунке 4.15.

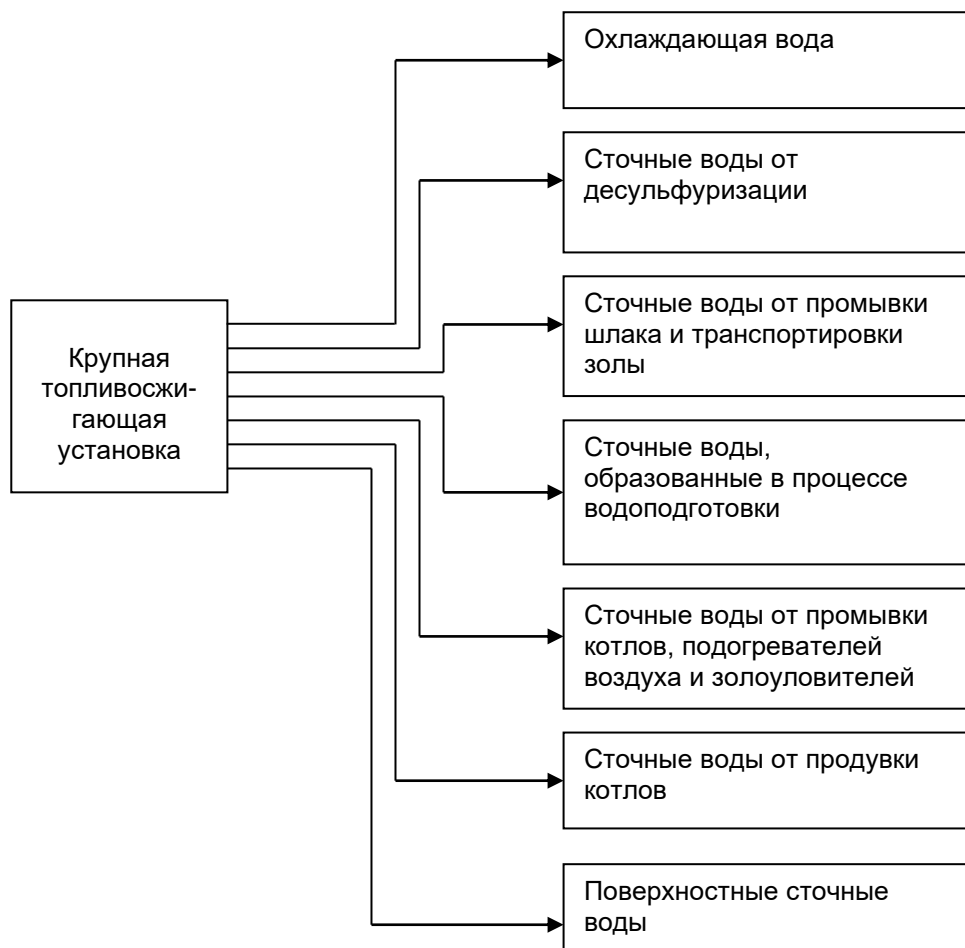


Рисунок 4.15 – Виды сточных вод от крупной топливосжигающей установки

Высокоминерализованные сточные воды, образовавшиеся в процессе реагентной регенерации Н-катионитовых и анионитовых фильтров на объектах теплоэнергетики, обязательно подаются на станцию нейтрализации, а после процесса нейтрализации разбавляются преимущественно водой от охлаждения оборудования и отводятся в сети централизованной системы водоотведения (канализации) или на соответствующую карту шламоотвала, после отстаивания на которой сбрасываются в водные объекты.

Высокоминерализованные сточные воды, образовавшиеся в процессе реагентной регенерации Na-катионитовых фильтров на объектах теплоэнергетики малой мощности, отводятся без нейтрализации. Из вышеуказанного следует, что наибольшее влияние на водные объекты Республики Беларусь из общего процесса водоподготовки будет оказывать процесс регенерации ионообменных смол ионообменных фильтров. При применении ионообменных фильтров (Na-катионитовые, Н-катионитовые и анионитовые фильтры) для умягчения или обессоливания воды в результате регенерации их загрузок увеличивается содержание сульфат-иона и хлорид-иона в составе сточных вод. В процессе регенерации Na-катионитовых фильтров, в среднем, образуется 100-150 м³ сточных вод, средняя концентрация сульфат-иона в которых составляет 400-600 мг/дм³, а концентрация хлорид-иона достигает 30 000 мг/дм³.

В процессе регенерации Н-катионитовых фильтров первой ступени образуется 120-200 м³ сточных вод, анионитовых фильтров первой ступени – 200-300 м³ сточных вод. В процессе регенерации Н-катионитовых фильтров и анионитовых фильтров второй ступени суммарно образуется 100-150 м³ сточных вод. Сточные

Технологии	Существующие	НДТМ
Методы обработки сточных вод		
Ионный обмен	-	+
Электродиализ	-	+
Обратный осмос	-	+
Обеззараживание		
Хлорирование	-	+
УФ облучение	+	+
Биоцидная обработка	+	+
Обработка паром	-	+

4.3.2 Воздействие на атмосферный воздух

4.3.2.1 Влияние централизованного теплоснабжения на качество атмосферного воздуха

В отношении установок централизованного теплоснабжения, которые обычно расположены в пределах населенных пунктов или близко к ним, следует отметить их заметное положительное влияние на качество атмосферного воздуха по сравнению с автономным отоплением каждого дома. Несколько больших и хорошо обслуживаемых котлоагрегатов с высокими дымовыми трубами и газоочисткой заменяют большое количество индивидуальных отопительных устройств с низкими дымовыми трубами и процессом сжигания, который часто плохо управляем. Это позволяет значительно снизить общий объем выбросов твердых частиц, СО и несгоревших углеводородов. При использовании современных технологий не происходит увеличение выбросов SO₂ и NO₂, даже если качество топлива, используемого в котельных центрального отопления, ниже, чем качество топлива, применяемого для индивидуального отопления. При равном количестве выбросов высокие дымовые трубы обеспечивают большую степень рассеивания ЗВ, достигающих поверхности земли. В результате качество атмосферного воздуха в централизованно отапливаемых городах и деревнях гораздо лучше, чем там, где используются индивидуальные установки.

4.3.2.2 Выбросы в атмосферный воздух

Наиболее значимыми видами выбросов при сжигании органического топлива являются SO₂, NO_x, СО, твердые частицы и парниковые газы, такие как СО₂. Другие вещества, например тяжелые металлы, фтороводород, галоидные соединения, несгоревшие частицы углеводородов, неметановые летучие органические соединения и диоксины выбрасываются в меньших количествах, однако оказывают значительное влияние на состояние природной среды из-за их токсичности или устойчивости. Выбросы летучей золы также включают твердые частицы с аэродинамическим диаметром менее 10 мкм, называемые РМ₁₀. Вклад наиболее значимых видов выбросов от стационарных источников на топливосжигающих предприятиях в общие выбросы Республики Беларусь приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Вклад выбросов различных видов топливосжигающих установок в общие выбросы в атмосферный воздух Республики Беларусь на 2018 г.

	Выброшено в атмосферный воздух загрязняющих веществ, тыс. т	В том числе							
		Твердых частиц	Диоксида серы	Оксида углерода	Диоксида азота	Оксида азота	Углеводородов	НМЛОС	Прочих
Республика Беларусь	453,3	26,1	47,0	76,9	45,8	5,7	166,9	54,8	30,1
Теплоэнергетика	62,1	6,2	4,6	18,9	20,4	3,3	5,3	2,9	0,5

Нормы выбросов в атмосферный воздух для объектов теплоэнергетики Республики Беларусь представлены в Приложении Е ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 [7].

4.3.2.3 Оксиды серы (SO_x)

Выбросы оксидов серы являются результатом присутствия серы в топливе. Органическое топливо содержит серу в виде неорганических сульфидов или органических соединений. Среди оксидов серы, образующихся в процессе сжигания, значительно преобладает ее диоксид (SO_2).

От 1 до 3 % серы окисляется до формы триоксида серы (SO_3) при наличии в топливе переходных металлов, катализирующих реакцию. Триоксид серы адсорбируется соединениями, входящими в состав твердых частиц, и, в случае жидкого топлива, участвует в формировании кислой сажи. Поэтому SO_3 вносит вклад в увеличение объема выбросов $\text{PM}_{10}/\text{PM}_{2.5}$. Кроме того, в составе выбросов котлов, использующих мазут, может появляться «голубой дым». Считается, что это оптическое явление связано с образованием сульфатов (SO_2 и твердые частицы) и усиливается в присутствии ванадия, входящего в состав мазута, и, возможно, катализатора установок селективного каталитического восстановления.

Принято считать, что природный газ не содержит серы. Данный факт не может непосредственно применяться к промышленным газам, поэтому и в этом случае необходимо осуществлять удаление серы (или десульфуризацию) из газообразного топлива.

4.3.2.4 Оксиды азота (NO_x)

Основные оксиды азота, образующиеся в процессе сжигания органических видов топлива: оксид азота (NO), диоксид азота (NO_2) и закись азота (I) (N_2O). Первые два соединения NO и NO_2 образуют смесь NO_x , которая составляет более 90 % всех выбросов NO крупных топливосжигающих установок.

Существуют три основных механизма образования NO_x , которые характеризуются источником азота и условиями протекания реакции:

- «термические» NO_x образуются в результате реакции между кислородом и азотом воздуха;
- «топливные» NO_x формируются из азота, содержащегося в топливе;
- «быстрые» NO_x формируются в результате преобразования молекулярного азота во фронте пламени в присутствии промежуточных углеводородных соединений.

Количество «быстрых» оксидов азота значительно меньше по сравнению с образующимися другими способами.

Образование «термических» NO существенно зависит от температуры. Если горение происходит при температуре ниже 1000°C , выбросы NO_x значительно снижаются. Если максимальная температура пламени ниже 1000°C , NO_x образуются, главным образом, из азота топлива. Формирование «термических» NO – доминирующий путь образования NO_x в установках, использующих газообразное или жидкое топливо.

Образование «топливных» NO_x зависит от содержания азота в топливе и концентрации кислорода в среде, где протекает реакция. В установках, использующих уголь, образуется значительно больше «топливных» NO_x , поскольку уголь содержит гораздо большее количество азота, чем любой другой вид топлива. Среднее содержание азота для разных видов топлива приводится в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Содержание связанного азота в разных видах топлива

Вид топлива	связанный азот (% сухой беззольной массы)
Уголь	0,5 – 2
Биомасса (древесина)	< 0,5
Торф	1,5 – 2,5
Нефть	<1,0
Природный газ	<0,1

Способ сжигания также влияет на количество выбрасываемых оксидов азота. Например, при сжигании угля имеют место следующие закономерности:

выбросы NO_x ниже при использовании котлов с подвижной решеткой из-за относительно низких температур горения и постепенного сгорания;

выбросы выше при использовании пылеугольного котла, их количество изменяется в зависимости от типа горелки и конструкции топочной камеры;

выбросы NO_x в котле с кипящим слоем ниже, чем для традиционных котлов, однако в этом случае выше выбросы N_2O .

Механизм формирования закиси азота до сих пор в точности не известен. Возможен механизм, основанный на промежуточных продуктах (HCN , NH_3), схожий с механизмом образования NO . Было установлено, что относительно низкие температуры горения (ниже 1000°C) приводят к увеличению выбросов N_2O . При низкой температуре молекула N_2O относительно стабильна, в то время как при высокой температуре образовавшийся N_2O восстанавливается до N_2 . При сжигании в стационарном или циркулирующем кипящем слое, а также в кипящем слое под давлением образуется относительно большое количество закиси по сравнению с традиционными стационарными установками. В результате лабораторных экспериментов было обнаружено, что закись азота образуется в результате процессов избирательного каталитического восстановления, достигая максимума в пределах оптимального температурного «окна» процессов каталитического восстановления или вблизи него [4]. Закись азота также вносит непосредственный вклад в образование парникового эффекта посредством поглощения в тепловой инфракрасной области спектра, которое происходит в тропосфере. Время жизни N_2O в тропосфере достаточно велико, поскольку это вещество практически не вступает в реакции с другими газами, аэрозолями. N_2O разлагается в присутствии O_3 и в результате получаются NO_2 и NO_3 , являющиеся разновидностями NO_x .

4.3.2.5 Твердые частицы

Твердые частицы, выбрасываемые в процессе горения торфа и биомассы практически полностью образуются из минеральной фракции этих видов топлива. Незначительная часть этих частиц состоит из очень маленьких частиц, образовавшихся при конденсации соединений, улетучившихся при сжигании.

Тип используемой технологии сжигания сильно влияет на содержание золы-уноса в дымовых газах котла. Например, котел с подвижной решеткой производит относительно малое количество летучей золы (20-40% от общего количества золы), в то время как пылеугольный котел производит значительно большее количества летучей золы (80-90%).

Сжигание жидких видов топлива, также является источником выбросов твердых частиц, хотя и в меньшей степени, чем уголь. В частности, неоптимальные условия сжигания ведут к формированию сажи, которая способна образовывать агломераты кислоты, обладающие коррозионными свойствами в присутствии триоксида серы.

Экологические проблемы вызываются частицами диаметром менее 2,5 мкм, т.к.

они способны оставаться в атмосфере в течение нескольких дней и даже недель. Расстояние, на которое они переносятся, прежде чем осядут сами по себе или вместе с атмосферными осадками, зависит от их физических свойств и погодных условий. Скорость осаждения частиц зависит от их размера, плотности и формы. Частицы с диаметром более 10 мкм осаждаются достаточно быстро. Их воздействие проявляется в непосредственной близости от источника. В то же время частицы с диаметром менее 10 мкм и особенно менее 2,5 мкм преодолевают сотни километров, прежде чем осядут. Аэрозоли зачастую выполняют функцию ядер конденсации при образовании облаков и таким образом вымываются из атмосферы дождем.

Технологии управления промышленными выбросами твердых частиц очень эффективны, обеспечивая удаление более 99,8% загрязнений (по массе) из входящего неочищенного газа. Только для малых частиц с диаметром 10 мкм и менее, эффективность очистки снижается до 95-98%. По этой причине в выбросах твердых частиц от крупных топливосжигающих предприятий преобладают частицы с диаметром от 0,1 до 10 мкм.

4.3.2.6 Тяжелые металлы

Выбросы тяжелых металлов являются результатом их естественного присутствия в органическом топливе. Большинство рассматриваемых тяжелых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) обычно выбрасываются в форме соединений (например, оксид-ион, хлорид-ион) в составе твердых частиц. Только Hg и Se частично присутствуют в газообразной фазе. Менее летучие элементы стремятся сконденсироваться на поверхности малых частиц в потоке дымового газа. Поэтому тонкодисперсные фракции частиц обогащены рассматриваемыми элементами. Содержание тяжелых металлов в угле на несколько порядков больше, чем в нефти (за исключением содержания Ni и V в тяжелом мазуте, которое имеет место в некоторых случаях) или в природном газе. Скорость испарения соединений тяжелых металлов зависит от свойств топлива и характеристик применяемой технологии (например, типа котла, режима эксплуатации).

Сжигание природного газа не является значительным источником выброса твердых частиц. С другой стороны, некоторые виды промышленных газов содержат частицы, которые следует отфильтровывать в процессе производства или, если последнее невозможно, непосредственно перед сжиганием.

Для многих предприятий существует также возможность неорганизованных выбросов (подготовка и хранение угля на открытом воздухе, приготовление пылеугольной смеси, перевозка золы и пр.) [4].

4.3.2.7 Оксид углерода (угарный газ)

Оксид углерода (CO) всегда возникает в качестве промежуточного продукта горения, особенно при нестехиометрических условиях. На предприятиях стараются сократить до минимума образование CO, поскольку его наличие указывает на риск коррозии, неполное сгорание топлива, и, следовательно, на снижение КПД. Механизмы формирования CO, «термических» NO и летучих органических соединений (ЛОС) зависят от условий горения сходным образом [4].

4.3.2.8 Парниковые газы (диоксид углерода и другие)

С начала индустриализации энергетический баланс Земли изменяется в результате растущих выбросов антропогенных парниковых газов, в основном двуокси углерода (CO₂) и галогенпроизводных соединений HFC, PFC и SF₆. В результате накопления этих газов в атмосфере на протяжении последних двухсот лет возросла доля инфракрасного излучения, задерживаемого атмосферой. На рисунке 4.16 представлены выбросы двуокси углерода с разбивкой по органическому топливу. На рисунке 4.17 представлена динамика концентрации двуокси углерода в атмосфере.

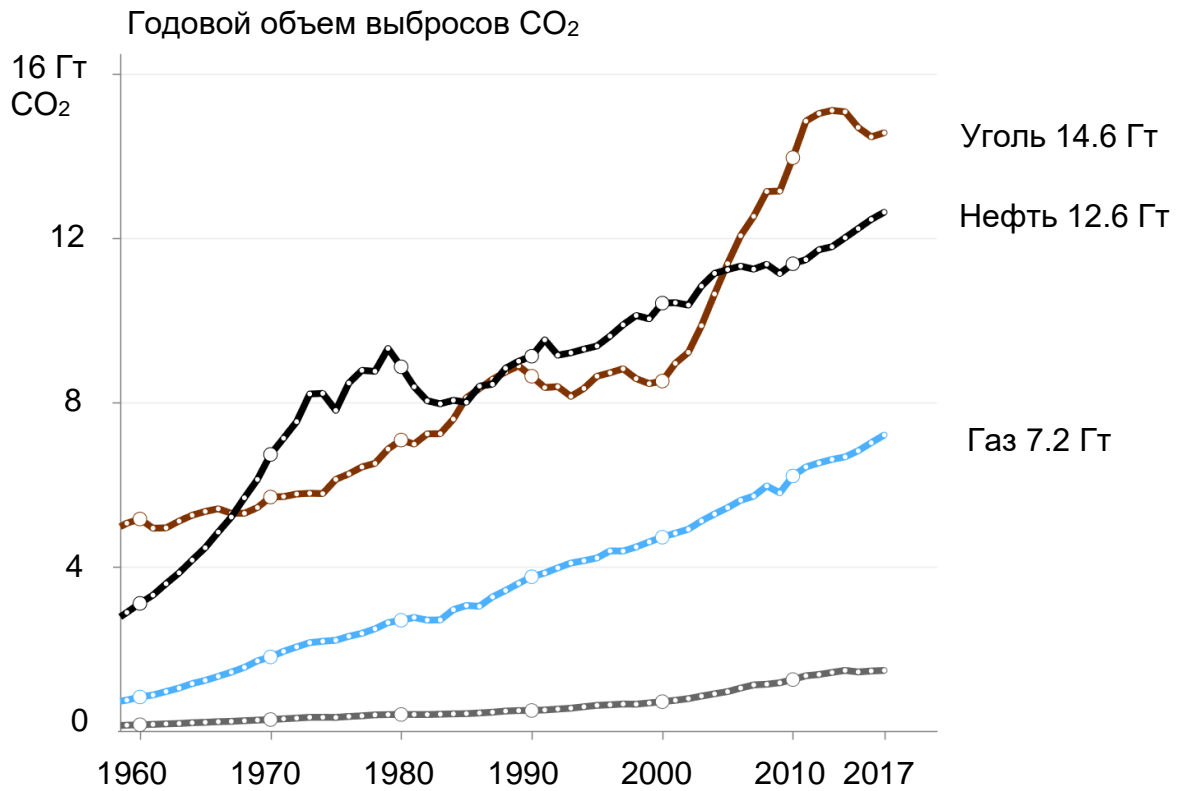


Рисунок 4.16 – Годовой объем выбросов CO₂ от органических видов топлива по данным CDIAC

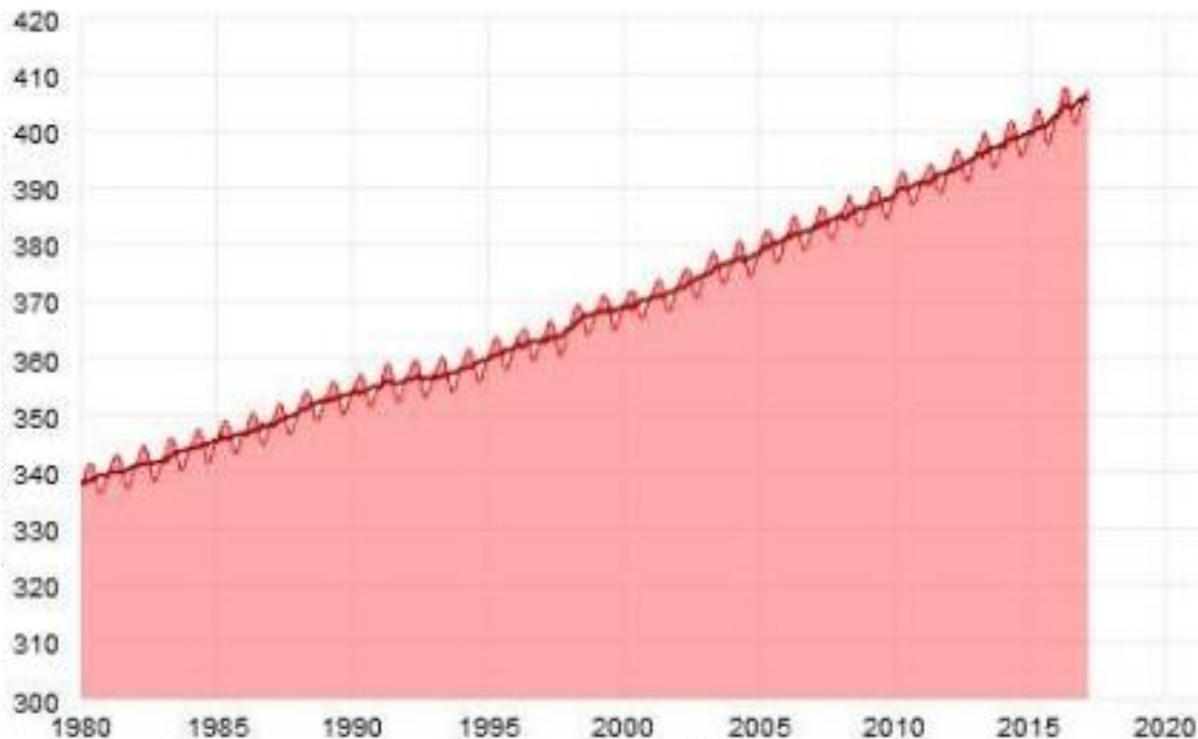


Рисунок 4.17 – Динамика концентрации CO₂ в атмосфере в долях от миллиона по данным наблюдений погодной обсерватории на Мауна-Лоа

Основным парниковым газом является диоксид углерода (CO₂), доля которого в выбросах парниковых газов Республики Беларусь составляет в эквиваленте CO₂ в 2013 г. 64,9 %, далее идет метан (CH₄) – 17,7 % и закись азота (N₂O) – 17,4 % [8].

ТКП 17.02-17-2019

Наибольшее количество парниковых газов выделяется в секторе «Энергетика» - 62,4 %.

В результате функционирования крупных топливосжигающих предприятий в атмосферный воздух поступает лишь несколько значимых парниковых газов – это диоксид углерода (CO₂), метан (CH₄) и закись азота (N₂O). Диоксид углерода (CO₂), поступающий от крупных топливосжигающих заводов, составляет примерно 1/3 общего выброса CO₂. В таблице 4.8 приведена оценка вклада парниковых газов в глобальное потепление (данные были получены из [4]).

Таблица 4.8 – Парниковые газы: изменения концентрации, вклад в глобальное потепление и основные источники [4]

Газ	Увеличение концентрации в сравнении с 1750 г.	Вклад в глобальное потепление	Основные антропогенные источники
CO ₂	30%	64%	Сжигание органического топлива (включая производство энергии, цемента и транспорт) Вырубка лесов и землепользование
N ₂ O	15%	6%	Использование удобрений Расчистка территории Производство адипиновой и азотной кислот Сжигание органического топлива

Диоксид углерода (CO₂) является основным продуктом реакции горения всех видов органического топлива. Выбросы CO₂ напрямую связаны с содержанием углерода в топливе, причем газообразные виды топлива создают значительно меньшие выбросы CO₂, чем другие виды. Массовая доля углерода для каменного и бурого углей колеблется между 61 и 87%, для древесины – около 50% для легкого и тяжелого мазута – около 85% [4].

В таблице 4.9 приведены удельные выбросы CO₂ при сжигании основных видов топлива на крупных предприятиях.

Таблица 4.9 – Удельные выбросы CO₂ при сжигании основных видов топлива на крупных топливосжигающих предприятиях.

Топливо	Удельные выбросы CO ₂ , (тонн CO ₂ /ТДж (г/кВтч))
Природный газ	55 (198)
Тяжелое нефтяное топливо	80 (288)
Легкое нефтяное топливо	77 (377)

В таблице 4.10 представлены тренды совокупных выбросов парниковых газов в эквиваленте CO₂.

Таблица 4.10 – Изменение выбросов парниковых газов по секторам 1990–2011 гг., тыс. тонн эквивалента CO₂

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	Тренд 1990-2011, %	Доля в общей эмиссии (без учета сектора ЗИЗЛХ) 2011г., %
Энергетика	102 242,80	57 259,52	52 684,07	55 311,53	56 441,59	53 157,98	-48,0	60,9
Промышленные процессы	3 614,68	2 035,73	2 604,72	3 484,65	4 112,54	4 148,60	14,8	4,8
Использование растворителей	74,40	62,33	76,04	69,19	122,44	61,57	-17,3	0,1
Сельское хозяйство	30 672,65	21 354,44	20 853,32	20 696,13	22 594,43	23 472,42	-23,5	26,9
Отходы	2 574,73	2 137,64	2 955,57	4 620,24	6 183,13	6 486,97	151,9	7,4
Всего (без учета ЗИЗЛХ), Гг	139 179,26	82 849,66	79 173,72	84 181,74	89 454,13	87 327,53	-37,3	100,0
ЗИЗЛХ (нетто)	-28 574,44	-31 221,80	-30 902,78	-26 209,98	-30179,18	-25 629,22	-10,3	
Итого с учетом ЗИЗЛХ, Гг	110 604,82	51 627,87	48 270,94	57 971,76	59 274,95	61 698,31	-44,2	

4.3.2.9 Хлористый водород

Крупные топливосжигающие предприятия, не использующие десульфуризацию выбросов дымовых газов, считаются основным источником хлористого водорода в атмосфере. Выбросы соляной кислоты являются результатом следовых концентраций хлора в органическом топливе, например, в угле и нефти. При сжигании органического топлива выбрасывается небольшое количество хлора. Позже некоторое количество этого хлора соединяется с водородом и в результате получается хлористый водород. В присутствии влаги в воздухе хлористый водород трансформируется в аэрозоли соляной кислоты, которые разбавляются при переносе в атмосфере.

4.3.2.10 Фтористый водород

Подобно хлору, фтор также присутствует в органическом топливе. При использовании органического топлива, например угля, без десульфуризации дымовых газов, фтор освобождается и попадает в дымовой газ. Там он взаимодействует с водородом, образуя фтористый водород, а в присутствии влаги в окружающем воздухе образуется фтористоводородная (плавиковая) кислота. Замечено, что фтористый водород выбрасывается при перетоках воздуха во вращающихся (регенеративных) теплообменниках и воздухоподогревателях.

4.3.2.11 Аммиак

Выбросы аммиака (NH_3) не являются результатом сжигания органического топлива, это результат неполной реакции аммиака в процессе денитрификации. Аммиак в чистом виде или в растворе используется в качестве добавки в установках селективного каталитического и некаталитического восстановления. Химическим путем аммиак превращается в NH_4HSO_4 и в основном удаляется из системы вместе с золой уноса. При отсутствии установки удаления твердых частиц или десульфуризации отходящего (уходящего) газа за установкой удаления NO_x «проскок аммиака» выбрасывается в атмосферный воздух вместе с дымовым газом. Проскок аммиака в установках селективного каталитического и некаталитического восстановления увеличивается с ростом соотношения NH_3/NO_x , а также с уменьшением активности катализатора.

4.3.2.12 Летучие органические соединения (ЛОС)

Источники выбросов летучих органических соединений (ЛОС) в промышленности многочисленны и разнообразны, однако сжигание органических видов топлива является одним из наиболее значимых.

ЛОС в дымовых газах представляют собой несгоревшее топливо. Совместное сжигание при низких показателях сгорания приводит к увеличению выбросов ЛОС [4].

Одним из типов ЛОС являются диоксины. Диоксины – это глобальные экотоксиканты, обладающие мощным мутагенным, иммунодепрессантным, канцерогенным, тератогенным и эмбриотоксическим действием. Они плохо расщепляются и накапливаются как в организме человека, так и в биосфере планеты, включая воздух, воду, пищу. Величина летальной дозы для этих веществ достигает 10^{-6} г на 1 кг живого веса. Выбросы диоксина уменьшаются за счет добавления активированного угля в дымовые газы.

4.3.2.13 Стойкие органические загрязняющие вещества (СОЗ), полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), диоксины и фураны

При сжигании органического топлива выделяются стойкие органические соединения: полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), полихлордибензодиоксины (ПХДБД) и полихлордибензофураны (ПХДБФ).

Молекулы ПХДБД и ПХДБФ не очень летучи и, будучи адсорбированы твердыми частицами, образовавшимися в результате сжигания, становятся химически и

термически стабильными. Они разрушаются под воздействием температуры, превышающей 1000°C. В связи с этим следует иметь в виду, что ПХДБД и ПХДБФ присутствуют не только в отходящих (уходящих) газах, но также обнаруживаются и в твердых отходах любого процесса горения, например в жидком и твердом шлаках и летучей золе.

Существуют 75 разновидностей диоксинов и 135 фуранов. Чтобы оценить количество выбросов диоксина и фурана, принимая во внимание их токсичность, концентрация или исходящий поток взвешиваются при помощи специального коэффициента (показателя токсического эквивалента, ПТЭ), характеризующего каждую молекулярную форму ПХДБД и ПХДБФ, найденную в рассматриваемой смеси. 2,3,7,8 – тетрахлордифенилдиоксин считается самым токсичным ПХДБД и принимается в качестве эталона, коэффициент для этого вещества равен 1. Другие родственные вещества, вызывающие беспокойство, – 2,3,7,8 замещенные молекулы.

Активность диоксина в смеси выражается его ТЭ (токсическим эквивалентом), который определяется как:

$$\text{ТЭ} = \sum \text{концентрация изомера} \times \text{ПТЭ}. \quad (2)$$

Помимо предприятий, сжигающих уголь, установки, использующие древесину, также рассматриваются как возможные источники выбросов СОЗ. Основным процессом, значимым с этой точки зрения, является утилизация с производством энергии (сжигание) использованных древесно-стружечных плит, отходов деревообработки и других материалов, содержащих хлорорганические соединения (пентахлорфенол, гаммагексахлорциклогексан, NH_4Cl , и т.д.) или обработанных с их помощью. Кроме того, внедрение сжигания неразделенных отходов (осадков сточных вод, пластических масс и других) в некоторых из традиционных топливосжигающих установок также приводит к значительным выбросам диоксинов [4].

Расчет выбросов СОЗ осуществляется в соответствии с ТКП 17.08-13.

4.3.3 Отходы горения и его побочные продукты

Горение органического топлива связано с образованием ряда остатков и побочных продуктов. По своему происхождению остатки, образующиеся в результате функционирования топливосжигающей установки, разделяются на отходы, непосредственно связанные с процессом горения, и отходы, образующиеся в результате вспомогательных производственных процессов и работы соответствующего оборудования, например угольной мельницы или установки водоподготовки. С процессом горения органического топлива непосредственно связаны зола (летучая зола и шлак) и отходы от десульфуризации топочных газов:

4.3.3.1 Подовый шлак и/или жидкий шлак: Подовый шлак – это негорючий материал, который осаждается на дно котла и остается на дне котла в форме неуплотненной золы. Если температура горения превышает температуру плавления золы, то на дне собирается расплавленная зола, которая затем удаляется в виде жидкого шлака.

4.3.3.2 Зола кипящего слоя: Работа установки кипящего слоя для сжигания твердого топлива, например угля, а также биомассы и торфа связана с образованием золы, которая является смесью инертного материала кипящего слоя и летучей золы. Зола удаляется со дна топочной камеры кипящего слоя.

4.3.3.3. Летучая зола: Летучая зола представляет собой ту часть несгораемых материалов, которая уносится из котла вместе с дымовым газом. Летучая зола собирается в установках улавливания твердых частиц, например в электрофильтрах или рукавных фильтрах, и также в различных частях котла, таких как экономайзер и

воздухоподогреватель. Наибольшее количество золы образуется в результате сгорания каменного и бурого углей, за которыми следует биомасса, тогда как установки сжигания газа производят очень малые количества золы. Количество золы, производимое при сжигании жидкого топлива, намного больше, чем от газового котла, но по сравнению с угольным котлом это количество невелико.

4.3.3.4 Отходы и побочные продукты десульфуризации дымовых газов: Органическое топливо, например уголь, торф и нефть, содержат различные количества серы. Чтобы избежать значительных выбросов двуокиси серы в атмосферный воздух, крупные топливосжигающие предприятия обычно оборудуются установками десульфуризации дымовых газов. Различные методы десульфуризации, используемые в настоящее время, приводят к образованию множества отходов и побочных продуктов. Мокрые известняковые скрубберы производят в качестве побочного продукта гипс, тогда как сухие скрубберы производят в качестве отходов смесь непрореагировавшего сорбента (например, известь, известняк, углекислый натрий, углекислый кальций), соли серы и летучую золу.

Зола и отходы десульфуризации дымовых газов составляют большую часть отходов крупных топливосжигающих предприятий. Эти отходы частично захораниваются на полигонах, но используются для различных целей, например, в качестве добавки при производстве цемента или бетона; в качестве наполнителя для бетона или асфальта, при рекультивации горных выработок или стабилизации отходов; а также в качестве ингредиента во многих других продуктах.

Гипс, побочный продукт установки десульфуризации, широко используется при изготовлении гипсокартонного листа и вносит существенный вклад в удовлетворение потребности в гипсе, хотя естественный гипс также играет определенную роль.

4.3.3.5 Отходы от очистки котла: отходы, произведенные при техническом обслуживании газового и водяного трактов котла, включая воздухоподогреватель, экономайзер, пароперегреватель, дымовую трубу, конденсатор и вспомогательное оборудование. На поверхностях газового тракта оседают остатки горения, например сажа и летучая зола, которые должны периодически удаляться. В водном тракте накапливается накипь и продукты коррозии, которые также должны время от времени удаляться с использованием кислотных или щелочных растворов.

4.3.3.6 Выбросы при измельчении твердого топлива: Твердые виды топлива, такие как каменный и бурый уголь измельчаются, чтобы их можно было подать в котел. В процессе перемалывания угля от топливного потока должны быть отделены любые камни и пирит (минерал на основе железа). Этот твердый остаток размещается вместе с подовым шлаком.

4.3.3.7 Шлам от очистки подпиточной воды: Это отходы, образующиеся в результате подготовки подпиточной воды для парового цикла. Обработка подпиточной воды котла включает различные процессы, например осаждение, коагуляцию, умягчение, фильтрацию и осмос. Эти методы обработки приводят к образованию шламов.

4.3.3.8 Использованные ионообменные смолы: Ионообменные смолы используются для подготовки подпиточной воды котла.

4.3.3.9 Использованные катализаторы от процессов селективного каталитического восстановления: Катализаторы СКВ используются для сокращения выбросов окислов азота в атмосферный воздух. Поскольку активность этих катализаторов постепенно снижается, они должны периодически заменяться (через несколько лет службы). На сегодняшний день существует целый ряд методов регенерации таких катализаторов.

4.3.3.10 Шлам, образующийся при очистке сточных вод: Шлам,

производимый при очистке различных потоков сточных вод от крупных топливосжигающих предприятий.

4.3.3.11 Лабораторные отходы: Небольшие количества отходов, произведенных в лаборатории, например, при анализе топливных образцов, воды с водозаборных сооружений, побочных продуктов, отходов и т.д.

4.3.3.12 Другие отходы: Другие отходы включают отходы, образующиеся в результате использования масел, оборудования содержащего масла или полихлорбифенилы, а также отходы от подготовки топлива (например, промывки угля). Обращение с отходами, образовавшимися в производственном цикле, осуществляется в соответствии с законодательством об обращении с отходами.

5 Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных технических методов для сжигания газообразного топлива

В этом разделе рассматриваются методы, которые применяются при определении наилучших доступных методов (НДТМ) для предотвращения или уменьшения выбросов от сжигания газообразных видов топлива и увеличения тепловой эффективности. Все они в настоящее время экономически возможны.

На основе полученной оценки в этом разделе представлены методы, и, насколько возможно, выбросы и уровни потребления, связанные с использованием НДТМ, которые считаются соответствующими для отрасли в целом, и во многих случаях отражают текущую результативность некоторых установок. Когда говорится, что уровни выбросов или потребления «связаны с наилучшими доступными методами», это следует понимать так, что эти уровни представляют экологическую результативность, которая достигается при применении описанных методов в этой отрасли промышленности, имея в виду баланс стоимости и преимуществ НДТМ. Однако значения ни уровней выбросов, ни уровней потребления не следует понимать так же. В некоторых случаях может быть технически возможным достижение лучших уровней выбросов или потребления, но из-за экономических или других соображений они не рассматриваются как приемлемые в качестве НДТМ для теплоэнергетики в целом.

5.1 Доставка, подготовка и подача топлива

Газ должен подаваться при помощи газопровода. Должны вестись наблюдения за параметрами газа (температура и давление). Для обнаружения утечек должна существовать система контроля за утечками газа. Обязана проектироваться вентиляция. НДТМ для предотвращения выбросов, образуемых в процессе обращения и транспортировки газообразных топлив, приведены в итоговой таблице 5.1.

Таблица 5.1 – НДТМ для обращения и транспортировки газообразного топлива

Вещество	Воздействие на окружающую среду	НДТМ
Природный газ	Неконтролируемые выбросы	Использование систем обнаружения утечек
	Эффективное использование природных ресурсов	Использование турбин расширения (турбодетандер) для полезного использования энергии избыточного давления газа. Нагревание газа и воздуха перед сжиганием, используя тепло, отходящее от котла или газовой турбины

5.2 Сжигание топлива

5.2.1 Наилучшие доступные методы для сжигания газообразного топлива

Для снижения выбросов парниковых газов, в частности CO_2 , от топливосжигающих установок на газе, таких как газовые турбины, газовые стационарные двигатели и газовые котлы, наилучшие доступные варианты с сегодняшней точки зрения – это методы и эксплуатационные мероприятия по увеличению тепловой эффективности.

Энергетическую эффективность электростанции характеризуют качественно через коэффициент использования тепла (входная энергия топлива/выходная энергия на границе электростанции) или через КПД электростанции, который здесь рассматривается как величина, обратная коэффициенту использования тепла, то есть отношение произведенной энергии к энергии затраченного топлива, выраженное в процентах. При этом в качестве энергии (калорийности) топлива принимается его низшая теплота сгорания.

Для газовых топливосжигающих установок применение газотурбинных комбинированных циклов и когенерации тепла и мощности – технически самые результативные средства увеличения энергетической эффективности систем выработки энергии. Поэтому газотурбинные комбинированные циклы и когенерацию рассматривают в первую очередь как НДТМ, когда местный спрос на тепло достаточно высок, чтобы гарантировать строительство таких систем. Использование современной компьютерной системы управления для достижения высокой эффективности работы котла с улучшенным топочным режимом, которая поддерживает и сокращение выбросов, также рассматривают как НДТМ.

Увеличение эффективности достигается предварительным нагревом природного газа перед его подачей в камеру сгорания или горелки. Тепло получается от низкотемпературных источников, таких как выхлопные газы от охлаждения других процессов.

Электростанции с газовыми двигателями используются для децентрализованного теплоснабжения и производства электроэнергии, а также для работы в номинальном режиме. Уровень КПД, связанный с НДТМ, составляет 60-70 % при выработке пара низкого давления. Дожигание (то есть, когда дымовые газы газового двигателя используются как основной воздух горения в котле-утилизаторе) производится с высокой эффективностью. При производстве горячей воды (с температурами на выходе обычно в диапазоне 80-120°C) КПД 90 % может рассматриваться как НДТМ, хотя он сильно зависит от доли используемой энергии охлаждающей воды. Горячая вода до 200°C производится используя энергию дымовых газов и частично энергию, отведенную при охлаждении двигателя. Другое преимущество – высокая тепловая эффективность (то есть низкое удельное потребление топлива и, следовательно, низкие удельные выбросы CO_2). Энергетическая эффективность (на зажимах генератора) НДТМ составляет приблизительно 40-45 % (в зависимости от мощности) при низкой калорийности топлива.

Для повышения тепловой эффективности существующих энергоустановок применяется множество методов модификации и реконструкции.

5.2.2 Сокращение выбросов (образуемых при сжигании газообразного топлива) в атмосферный воздух

Нормы выбросов в атмосферный воздух для объектов теплоэнергетики Республики Беларусь представлены в Приложении Е ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 [7].

5.2.2.1 Выбросы твердых частиц и SO_2 от газовых топливосжигающих установок

Для газовых топливосжигающих установок, использующих в качестве топлива природный газ, выбросы твердых частиц и SO_2 очень низки. Обычные уровни выбросов (без применения любых дополнительных технических мероприятий) твердых частиц значительно ниже 5 мг/Нм^3 , SO_2 – ниже 10 мг/Нм^3 .

Если в качестве топлива используются другие промышленные газы, например, от газоочистного завода или топочные газы, необходимо применять их предварительную очистку (например, тканевые фильтры). Эти средства рассматриваются как НДТМ для уменьшения выбросов твердых частиц и SO_2 , которые, кроме прочего, повреждают газовые турбины или двигатели.

5.2.2.2 Выбросы NO_x и CO от газовых топливосжигающих установок

В общем случае для газовых турбин, двигателей и котлов методы, позволяющие снизить выбросы оксидов азота (NO_x), считаются НДТМ. Смесь оксида азота (NO) и диоксида азота (NO_2) вместе обозначается как NO_x .

Для новых газовых турбин применение низкоэмиссионных горелок предварительного смешения (НГПС) является НДТМ. Для существующих газовых турбин именно замене горелок на НГПС нужно отдать приоритет с технической и экономической точки зрения, однако в некоторых случаях впрыск воды или пара является более правильным решением. Это необходимо решать отдельно в каждом конкретном случае.

На газовых турбинах и газовых двигателях, работающих в Европе, Японии и США, для уменьшения выбросов NO_x применен метод селективного каталитического восстановления (СКВ). Применение СКВ является НДТМ.

Для существующих газовых турбин впрыск воды и пара или замена горелок на НГПС является НДТМ. Газовые турбины одинаковой конструкции, но с более высокими рабочими температурами, имеют более высокие эффективность и валовые выбросы NO_x . В этом контексте следует отметить, что при более высокой эффективности все-таки наблюдаются более низкие удельные выбросы NO_x в пересчете на кВт-ч.

Для существующих станций с парогазовым циклом выполнение системы СКВ возможно технически, но не выгодно экономически. Это происходит в случае, когда отсутствует пространство для установки НГПС, что делает их установку невозможной.

Представители промышленности имеют разные точки зрения на возможность объединения НГПС и СКВ в установках с комбинированным циклом. Это увеличит уже и без того высокие инвестиции в СКВ. Кроме того, затраты на эксплуатацию и обслуживание СКВ относительно высоки, поэтому СКВ экономически неэффективен для существующих комбинированных циклов. Представители промышленности также заявляют, что в случае простых газовых турбин без парового цикла СКВ экономически неэффективно, потому что а) газы должны быть охлаждены. Дополнительный холодильник должен уменьшить температуру газов до уровня, допустимого для СКВ. Этот холодильник увеличит уже высокие инвестиции и эксплуатационные затраты, и б) простые газовые турбины в Европе – пиковые станции, которые работают только в чрезвычайных ситуациях. Высокие инвестиции и эксплуатационные затраты делают выполнение СКВ в газовой турбине экономически нежизнеспособным.

Для газовых стационарных двигателей сжигание обедненных смесей – НДТМ, аналогичный НГПС для газовых турбин. Это – встроенный метод, не требующий никаких дополнительных реагентов или воды для сокращения выбросов NO_x . Поскольку газовые двигатели иногда оборудуются СКВ, этот метод можно также рассматривать, как часть НДТМ. Чтобы уменьшать выбросы CO , применяются катализаторы окисления – НДТМ со связанными уровнями выбросов при сжигании

природного газа.

В случае сжигания другого газообразного топлива, например, биогаза или газов полигонов твердых бытовых отходов уровень выбросов СО выше из-за специфики топлива. Обращение с отходами более подробно изложено в П-ООС 17.11-01-2012 (02120).

Выбросы летучих органических соединений (ЛОС) от газовых двигателей с искровым зажиганием на обедненных смесях, двухтопливных двигателей зависят от состава природного газа. В некоторых случаях необходимы вторичные методы сокращения выбросов ЛОС, для одновременного снижения выбросов СО и ЛОС можно применять катализатор окисления. Выбросы СО ниже 100 мг/Нм³ (15% О₂) и выбросы формальдегида ниже 23 мг/Нм³ (15% О₂) рассматривают как НДТМ для газового двигателя, оборудованного катализатором окисления.

НДТМ для минимизации выбросов СО – полное сжигание топлива, для которого требуется правильное проектирование топки, высокий уровень технологического контроля и обслуживания системы сжигания. При условиях сжигания, оптимизированных для уменьшения выбросов NO_x, уровни СО будут ниже 100 мг/Нм³. Дополнительное применение катализатора окисления рассматривается как НДТМ, когда установка используется в плотно населенных городских районах.

5.3 Водоподготовка

НДТМ считается схема водоподготовки дающая возможность обработки промывных (отмывочных) вод для возвращения их в цикл водоподготовки и использования в технологических процессах. Более подробно вопрос водоподготовки приведен в разделе 4.

5.4 Производства пара и тепла

5.4.1 Когенерация

Генерирование тепла (технологического пара или отопления от теплоцентрали) и электроэнергии повышает КПД при использовании топлива (коэффициент использования топлива) приблизительно до 70-90%.

5.4.2 Горение

Топливо перемешивается с воздухом и сжигается в котле. Поскольку невозможно получить идеальную смесь топлива и воздуха, поэтому в котел подается больше воздуха, чем требуется для стехиометрического горения. Кроме того, небольшой процент топлива не сгорает полностью. Должна поддерживаться достаточно высокая температура отходящего (уходящего) газа для предотвращения конденсации кислотных веществ на поверхностях нагрева.

5.4.3 Недожог углерода в уносе

Оптимизация горения уменьшает недожог углерода в уносе. Следует отметить, что технологии борьбы с выбросами окислов азота, в которых используется видоизменение горения (основные меры), имеют тенденцию увеличивать недожог углерода. Повышенный недожог углерода ухудшает качество угольной золы-уноса и затруднить и даже сделать невозможной ее применение в определенных процессах из-за риска того, что они не будут соответствовать спецификациям и требованиям, установленным соответствующими национальными и европейскими стандартами.

5.4.4 Избыточный воздух

Объем избыточного воздуха зависит от типа котла и характера топлива и составляет 12-20 %. Из соображений качества горения (связанных с образованием СО и недожогом углерода), соображений предотвращения коррозии, безопасности (например, риска взрыва котла) зачастую уровни объема избыточного воздуха далее сокращать невозможно.

5.4.5 Пар

Важнейшими факторами повышения эффективности являются максимально возможные температура и давление рабочей среды. На современных установках частично израсходованный пар повторно нагревается на одной или нескольких ступенях повторного нагрева.

5.4.6 Температура отходящего (уходящего) газа

Температура отходящего (уходящего) газа, покидающего чистый котел (в зависимости от типа топлива), традиционно составляет от 120 до 170°C в связи с риском кислотной коррозии в результате конденсации серной кислоты. Однако, некоторыми проектами иногда предусматривается вторая ступень воздухоподогревателей, с тем чтобы снизить эту температуру ниже 100°C, при наличии специальных оболочек на воздухоподогревателе и дымовой трубе, что делает это снижение экономически невыгодным. Температура отходящего (уходящего) газа на электростанциях, спроектированных без дымовых труб, составляет от 65 до 70°C.

5.4.7 Предварительный подогрев конденсата и питательной воды

Конденсат, выходящий из конденсатора, и питательная вода котла подогреваются паром до температуры чуть ниже температуры насыщения пара из регулируемого отбора турбины. Таким образом, тепловая энергия процесса конденсации поступает обратно в систему, сокращая объем тепла, который в противном случае выбрасывался бы из конденсатора, что повышает энергоэффективность.

5.5 Производство электроэнергии

Из-за большой разницы в давлении, расширение пара осуществляется в три этапа - высокого давления (ВД), среднего давления (СД) и низкого давления (НД).

5.5.1 Вакуум в конденсаторе

После того, как пар покидает часть низкого давления паровой турбины, пар конденсируется в конденсаторах и тепло выбрасывается в охлаждающую воду. Для обеспечения максимального падения давления в паровых турбинах желательно иметь как можно более глубокий вакуум. В целом вакуум обусловлен температурой охлаждающей воды, которая ниже в прямоточной системе охлаждения, чем в градирне. Наилучший электрический КПД возможен при охлаждении морской или пресной водой и давлении конденсатора на уровне приблизительно 3.0 кПа. Предпочтительно использовать морскую или речную воду при наличии таковой.

5.5.2 Работа при переменном давлении и фиксированном давлении

При работе, при постоянном давлении, давление перед турбинами при всех уровнях нагрузки поддерживается на постоянном уровне, путем изменения расхода у впускного отверстия турбины. При работе, при переменном давлении, когда поперечное сечение впускного отверстия турбины максимально, объем полученной энергии регулируется путем изменения давления перед турбинами.

5.6 Технология охлаждения пара

При сравнительном анализе применяемых технологий систем охлаждения электростанций приоритет отдается применению технологий охлаждения с помощью оборотной системы охлаждения, поскольку возможное воздействие на окружающую среду ниже, чем при использовании прямоточной системы охлаждения.

5.7 Очистка сточных вод

НДТМ является раздельный сбор и очистка сточных вод от технологических процессов и поверхностных вод (дождевых и талых).

Более полно вопросы очистки сточных вод рассмотрены в разделе 4.

5.8 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками

Наиболее значимыми видами выбросов при сжигании газообразного топлива являются NO_x (в пересчете на NO_2) и CO . На котельных установках и иных устройствах сжигания с номинальной тепловой мощностью от 50 МВт, газотурбинных установках от 10 МВт, газомоторных установках мощностью от 15 МВт, контроль выбросов по данным веществам должен проходить не реже чем один раз в месяц.

5.9 Локальный мониторинг, объектами наблюдений которого являются сточные воды, сбрасываемые в поверхностные водные объекты, в том числе через систему канализации населенных пунктов и подземные воды в районе расположения выявленных или потенциальных источников их загрязнения

При сбросе сточных вод в поверхностные водные объекты контролируются: рН, температура, цветность, БПК₅, ХПК, взвешенные вещества, минерализация, сульфат-ион, хлорид-ион, СПАВ (анион.), нефтепродукты, фосфор общий, аммоний-ион, железо общее, медь, нитрат-ион, нитрит-ион.

Отбор проб при осуществлении контроля качества сточных вод, поступающих на очистные сооружения сточных вод и сбрасываемых после очистки в поверхностные водные объекты, проводится:

– не реже одного раза в месяц при сбросе сточных вод в объеме 30 тыс. м³/сут и более и (или) при установленных временных нормативах сбросов химических и иных веществ в водные объекты, независимо от их объема;

– не реже одного раза в квартал при сбросе сточных вод в объеме менее 30 тыс. м³/сут;

– внепланово по всем показателям, указываемым в проектной документации на возведение или реконструкцию очистных сооружений сточных вод:

1) при осуществлении ввода в эксплуатацию очистных сооружений сточных вод, в том числе после консервации;

2) при установлении факта неэффективной работы очистных сооружений сточных вод или значительном расхождении с ранее полученными значениями параметров сбросов сточных вод, полученных в ходе планового аналитического контроля;

3) при наладке после ремонта, или замены основных элементов очистных сооружений сточных вод.

Загрязнение подземных вод осуществляется из-за фильтрации сточных вод через карты золо(шламо)отвала, контролируются: рН, температура, БПК₅, ХПК, взвешенные вещества, минерализация, нефтепродукты, аммоний-ион, сульфат-ион, хлорид-ион, фосфор общий, ванадий, железо общее, медь, нитрат-ион, СПАВ (анион.), кадмий, марганец, никель, ртуть, свинец, хром, цинк, фенолы.

Отбор проб проводится:

– с установленной периодичностью и по перечню показателей, для объектов контроля, включенных в систему локального мониторинга, объектом наблюдения которого являются подземные воды;

– внепланово согласно предписанию и по перечню показателей, определенных территориальным органом Минприроды, в случае потенциальной угрозы загрязнения подземных вод.

5.10 Обращение с отходами производства

Промышленностью уже уделяется большое внимание использованию отходов горения и побочных продуктов вместо их захоронения. Утилизация и повторное использование – лучший доступный выбор.

НДТМ по хранению и обращению с отходами являются:

- выбор и обоснование сырья, ведение детальной инвентаризации;
- мониторинг новейших разработок и наименее опасных аналогов;
- транспортировка шлама осуществляется при помощи трубопроводов.

5.11 Эффективность использования энергии

Два важнейших требования к наилучшим доступным техническим методам [4] – рациональное использование природных ресурсов и эффективное использование энергии. Поэтому КПД, с которым энергия будет произведена, является наиболее важным показателем воздействия производственного процесса на окружающую среду. КПД важен не только как показатель экономного использования природных топливных ресурсов, он также связан с удельным количеством выбросов на единицу энергии, таких, как выбросы «парниковых газов», например CO₂.

Одним из способов снижения выбросов является оптимизация использования энергии и КПД процесса производства энергии. Возможность оптимизации КПД в конкретном случае зависит от ряда факторов, включая характер и качество топлива, тип топливосжигающей установки, рабочие температуры газовой турбины и/или паровой турбины, местные климатические условия, тип использованной системы охлаждения, и т.д.

Каждый последовательный этап в процессе преобразования химической энергии топлива в полезную энергию имеет свой собственный КПД. Общий КПД процесса рассчитывается как произведение КПД всех его этапов.

Конечный КПД (нетто) учитывает все потери, связанные с расходом энергии для собственных нужд предприятия (включая производство необходимого тепла), подготовкой топлива, обработкой побочных продуктов, очисткой дымовых газов и сточных вод, работой системы охлаждения, вентиляторов и насосов. КПД зависит от всех этих факторов, включая любые природоохранные устройства. Так, строгие ограничения на уровень выбросов влекут за собой повышение расхода энергии на собственные нужды предприятия на величину, зависящую от типа топлива и, таким образом, увеличивают удельные выбросы CO₂. Потребителям электроэнергии следует также принять во внимание любые потери в передающих сетях и трансформаторах, а потребителям тепла, выработанного когенерирующими блоками, – потери при транспортировке по сети центрального теплоснабжения и расходы энергии на работу циркуляционных насосов.

Высокие температуры окружающей среды уменьшают КПД выработки электроэнергии как для газовой, так и для паровой турбины. Для газовых турбин и дизельных двигателей более значима температура окружающего воздуха, тогда как для паровых турбин важнее температура охлаждающей среды. Для конденсации охлажденного расширенного пара применяются три типа системы охлаждения: непосредственное охлаждение морской или речной водой, охлаждение с влажными градирнями, и охлаждение с сухими градирнями.

5.11.1 Энергоэффективность и теплотери

Даже самые эффективные электростанции постоянно рассеивают значительное количество энергии, выделяющейся при сгорании топлива, в окружающей среде в форме сбросного тепла. Это тепло рассеивается в атмосферном воздухе или водотоках воздействуя на окружающую среду. Каждая дополнительная единица тепла означает дополнительное количество CO₂, выброшенное в атмосферный

воздух при сжигании топлива. В настоящее время наиболее действенным способом повышения КПД производства энергии является как можно более полное использование произведенного тепла.

При выборе варианта утилизации сбросного тепла следует принять во внимание ряд термодинамических, технических и экономических критериев. Термодинамические факторы включают, с одной стороны, температуру, а с другой – эксэргию сбросного тепла. Температура существенна в том случае, если это тепло предполагается использовать для обогрева, а эксэргия – если тепло будет использовано для производства электроэнергии. Технические критерии зависят от характеристик конкретного предприятия.

Уменьшая потери тепла или используя сбросное тепло, можно сэкономить энергию и ресурсы, а также сократить выбросы. В настоящее время существует все больше возможностей для размещения электростанций в таких местах, где энергия, не преобразованная в электричество, поставляется потребителям в виде тепла. Широкий круг производственных процессов требует для нормального функционирования постоянного поступления тепла в форме пара, горячей воды или горячего воздуха. Технология комбинированного производства тепловой и электрической энергии известна как когенерация. Она обеспечивает общий КПД электростанции с учетом потребления тепла в диапазоне 75-90%. Увеличение КПД приводит к сокращению выбросов CO₂, поскольку потребителю нет необходимости сжигать топливо в отдельной установке для производства тепла. Во многих случаях результатом замены небольших автономных установок получением тепла от ТЭЦ является также сокращение общих выбросов оксидов азота и других ЗВ. Тем не менее, лишь технически и экономически обоснованные меры по сокращению сбросного тепла и его утилизации позволят достичь как экономические, так и экологические цели.

Эффективность газовых топливосжигающих установок, связанных с использованием НДТМ приведена в таблице 5.2.

Кроме того, необходимо принять во внимание следующие меры для увеличения энергоэффективности:

- сжигание: уменьшение потерь тепла из-за недожога топлива;
- максимально возможные давление и температура рабочего газа или пара;
- минимальное возможное давление на выходе из паровой турбины посредством использования воды с минимально возможной температурой (при охлаждении пресной водой) для обычных и комбинированных парогазовых циклов;
- уменьшение потерь тепла с уходящими газами (использование остаточного тепла или централизованного теплоснабжения);
- уменьшение потерь тепла через теплоизоляцию;
- уменьшение внутреннего потребления энергии, принимая соответствующие меры, например, не допуская зашлаковывания теплообменников, повышая эффективность питательных насосов и т.д.;
- предварительный нагрев горючего газа или воды для подпитки паром;
- улучшенная геометрия лопаток турбин.

Необходимо отметить, что повышение эффективности газовой турбины приводит к уменьшению эффективности парового цикла. Следовательно, повышение эффективности полного цикла будет меньше, чем повышение эффективности газовой турбины.

Таблица 5.2 – Эффективность газовых топливосжигающих установок, связанных с использованием НДТМ

Тип энергоустановки	Электрическая эффективность, %		Энергоэффективность, %	Примечания
	Новые энергоустановки	Существующие энергоустановки	Новые и существующие энергоустановки	
Газовые турбины				
Газовые турбины	36 – 40	32 – 35	-	
Газовые двигатели				
Газовый двигатель	38 – 45			
Газовый двигатель с котлом утилизатором когенерационной установки	> 38	> 35	75 – 85	Широта диапазона энергоэффективности установок когенерации сильно зависит от конкретных условий и местного спроса на электроэнергию и тепло
Газовые котлы				
Газовый котел	40 – 42	38 – 40		
Парогазовый цикл				
Комбинированный цикл с (или без) дополнительного сжигания топлива для выработки только электроэнергии	54 – 58	50 – 54		
Комбинированный цикл без дополнительного сжигания топлива в установке когенерации	< 38	< 35	75 – 85	Широта диапазонов электрической и энергетической эффективности установок когенерации сильно зависит от уровня местного спроса на электроэнергию и тепло. Используя парогазовый цикл в когенерации тепла и мощности, энергетическая эффективность учитывает значение электрической эффективности и они должны всегда рассматриваться совместно для достижения наилучшей энергетической эффективности
Комбинированный цикл с дополнительным сжиганием в установке когенерации	< 40	< 35	75 – 85	

Необходимо помнить, что эти уровни НДТМ достижимы не в любых условиях. Наивысшие значения энергетической эффективности достигаются в проектных условиях. Фактическая эффективность в течение эксплуатационного периода бывает более низкой из-за отклонений от проектных условий, например в нагрузке, качестве топлива и т.д. Энергетическая эффективность также зависит от системы охлаждения электростанции и от расходов энергии на системы очистки дымовых газов.

В качестве НДТМ на предприятии обязан проходить энергоаудит и разрабатываться план по улучшению энергоэффективности предприятия. Для предприятий теплоэнергетики ключевыми мерами по улучшению энергоэффективности являются методы повышения эффективности сжигания

топлива. В целях экономии электроэнергии применяются следующие методы управления работой насосной системы:

- автоматическое отключение насосов;
- автоматическое регулирование насосов;
- частотное регулирование;
- дроссельное регулирование.

6. Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных технических методов для сжигания жидкого топлива

6.1 Доставка, подготовка и подача топлива

Жидкое топливо поставляется на объекты теплоэнергетики обычно железнодорожным транспортом в специальных цистернах и хранится в вертикальных стальных цилиндрических резервуарах, расположенных в соответствии с противопожарными условиями, на достаточном удалении от главного корпуса объекта теплоэнергетики. Для обеспечения слива жидкого топлива из цистерны его разогревают паром с давлением 1,2-1,6 МПа и температурой до 200-300°C.

Хранение мазута осуществляется в металлических или железобетонных резервуарах. Крышки люков в резервуарах должны быть всегда плотно закрыты на болты с прокладками. Для предотвращения растекания мазута надземные баки-резервуары хранения мазута должны обваловываться. Объем обвалования должен быть равен объему наибольшего резервуара.

Подача мазута из хранилища в котельную осуществляется по магистральным трубопроводам, снабженными параллельно проложенными трубами с паром, имеющим общую теплоизоляцию. Перед поступлением в магистральный трубопровод мазут проходит через подогреватель и фильтры грубой и тонкой очистки. Подогреватель обеспечивает оптимальную температуру и вязкость мазута. Фильтры используются для задержки примесей и предотвращения забивания узких каналов мазутных форсунок.

Для обеспечения пожаробезопасности температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 100 °С ниже температуры вспышки. Кроме того, все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний. Также предусматривается сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание. Контроль температуры мазута в резервуарах, осуществляется при помощи ртутных термометров, устанавливаемых на всасывающем патрубке топливных насосов.

Для предотвращения загрязнения воды и почвы площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы, и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута.

Необходимо использование систем хранения жидкого топлива, которые размещаются в герметичной обваловке, емкостью, как минимум, максимального объема самого большого резервуара. Зоны хранения должны быть спроектированы таким образом, чтобы утечки из верхней части резервуара и из систем перелива могли бы быть перехвачены и находиться внутри обваловки. Должна быть предусмотрена сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание.

Площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута.

Температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки, но не выше 90 °С. Все сливное

оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний.

Дизельное топливо при использовании в современных газовых турбинах, требует предварительной обработки на установке подготовки топлива с целью уменьшения концентрации натрия, калия и кальция, а также удалении твердых примесей, присутствие которых являются губительным для лопастей турбины.

На газотурбинной ТЭЦ установка подготовки жидкого топлива включает в себя нагреватели топлива (электрического типа или с паровым контуром), а также необходимые насосы и трубопроводы.

Жидкое топливо, предназначенное для использования в газовых турбинах, должно удовлетворять следующим требованиям:

- высокая степень чистоты;
- низкая степень коррозионной активности по отношению к вспомогательным частям и узлам и к горячим лопастям турбины;
- низкая степень осадкообразования, особенно на горячих лопастях турбины.

Доставка мазута осуществляется в цистернах железнодорожным транспортом. Мазут сливают из цистерн самотеком после предварительного разогрева с обеспечением температуры мазута на всасе насосов приемной емкости не ниже 60 °С:

- «острым» перегретым или насыщенным паром (подача водяного пара к днищу цистерны устройствами верхнего разогрева или через устройства нижнего слива;
- циркуляционным способом через закрытые сливные устройства нижнего слива со сливом без контакта с наружной средой;
- способом индукционного разогрева.

Емкость приемного резервуара для топлива, доставляемого железнодорожным транспортом, должна обеспечивать, при аварийной остановке перекачивающих насосов, прием топлива в течение 30 мин.

Перекачивание мазута по трубопроводам осуществляется только в нагретом состоянии. Это связано со способностью мазута застывать при температуре окружающей среды. Нагревание мазута в цистернах осуществляют:

- в тепляках (обогрев цистерн снаружи в специальных камерах);
- прокачкой через цистерны предварительно нагретого в специальных теплообменниках мазута;

6.2 Сжигание топлива

Применяемые методы снижения выбросов ЗВ представлены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Применяемые методы снижения выбросов ЗВ в атмосферный воздух, не требующие технического переоснащения и реконструкции при сжигании мазута

Метод	Описание
Выбор топлива	Использование мазута с низким содержанием азота, серы и низкой зольностью.
Упрощенное двухступенчатое сжигание	Метод основывается на использовании одной или нескольких горелок (предпочтительно в верхнем ярусе горелок) для подачи только воздуха с перераспределением топливной нагрузки на остальные горелки. Необходим запас мощности у горелок, которые остаются в работе
Добавление	Вода или пар используются в качестве разбавителя для снижения

Метод	Описание
воды/пара	температуры горения в котлах и формирования NO _x теплового происхождения, либо предварительно смешивается с топливом до его сжигания (топливная эмульсия, увлажнение или насыщение), либо непосредственно вводится в горелки
Низкие избытки воздуха	Метод главным образом основывается на следующих приемах: – сведение к минимуму присосов воздуха в топку; – тщательный контроль подачи воздуха, используемого для сжигания; – сжигание топлива с регулируемым химнедожогом
Нестехиометрическое сжигание	Метод основывается на разбалансе топливовоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Необходимо проведение наладочных испытаний с целью недопущения резкого возрастания химического недожога топлива.
Снижение температуры воздуха горения	Использование воздуха горения при температуре окружающей среды (воздух горения предварительно не нагревается в воздухоподогревателе, что приводит к снижению КПД) или байпасирование части воздуха помимо воздухоподогревателя
Одновременное сжигание мазута и природного газа	В случае невозможности установки оборудования по улавливанию твердых частиц при сжигании мазута позволяет сократить выбросы твердых частиц и одновременно оксидов серы

6.2.1 Наилучшие доступные технические методы для сжигания жидкого топлива

Котельные установки для сжигания жидких топлив конструктивно основаны на системах для факельного (пылевидного) сжигания твердого топлива. Все топлива сжигаются горелками, расположенными в нижней части топки. В горелки любого типа всегда подается воздух для смешения с топливом и горения.

Жидкое топливо распыляется в топке посредством форсунок, производящих мелкие капли в результате механического процесса или при помощи вспомогательной среды (воздух или пар) под давлением.

Для сжигания жидких топлив в энергетических котлах используются фронтальное, встречное, тангенциальное (или угловое) расположение горелок, установленных от одного до четырех ярусов.

При сжигании мазута должны быть учтены следующие проблемы:

- необходимость дополнительного нагрева перед распылением из-за высокой вязкости;
- склонность топлива к формированию коксовых частиц;
- формирование отложений на конвективных поверхностях нагрева;
- низкотемпературная сернистая коррозия воздухоподогревателей.

Две первые проблемы вызваны высоким молекулярным весом и асфальтеновой природой некоторых элементов, входящих в состав топлива. Вторая и третья проблема возникают из-за присутствия в топливе серы, азота, ванадия.

Система подготовки мазута к сжиганию включает устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов.

Когенерация на объектах теплоэнергетики будет являться одним из технически и экономически наиболее эффективных средств повышения энергоэффективности системы энергоснабжения. Таким образом, когенерация рассматривается как наиболее важный вариант НДТМ.

Поскольку спрос на тепло варьируется в течение года, ТЭЦ должны быть очень

гибкими в отношении соотношения производимой тепловой энергии к электричеству. Они также должны обладать высокой эффективностью для работы с частичной нагрузкой.

6.2.2 Сокращение выбросов (образуемых при сжигании жидкого топлива) в атмосферный воздух

Нормы выбросов в атмосферный воздух для объектов теплоэнергетики Республики Беларусь представлены в Приложении Е ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 [7].

Для сокращения парниковых газов, в частности выбросов CO₂ из установок сжигания на жидком топливе, наилучшими имеющимися вариантами, с сегодняшней точки зрения, являются методы и оперативные меры для повышения тепловой эффективности. Это согласуется с применением передовых компьютеризированных систем управления для контроля условий горения, чтобы максимизировать снижение выбросов и повысить производительность котла.

НДТМ снижения выбросов оксидов серы SO_x при сжигании жидкого топлива будет являться использование топлива с низким содержанием серы или уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа.

Технологии снижения выбросов SO_x при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению при определении НДТМ приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Технологии снижения выбросов SO_x при сжигании жидких топлив

Технология	Потенциальное сокращение выбросов	Применение		Эксплуатационный опыт	Перекрестные влияния, ограничения применимости
		Новые установки	Модернизация		
Использование мазутного топлива с низким содержанием серы	Снижение выбросов SO _x в источнике	Возможно	Возможно	Да	-
Совместное сжигание жидкого топлива и газа	Снижение выбросов SO _x в источнике	Возможно	Возможно	Да	Одновременное снижение выбросов NO _x и CO ₂

НДТМ снижения выбросов NO_x при сжигании жидкого топлива – применение одного или нескольких из перечисленных технологических методов:

1) Режимно-наладочные методы:

- контролируемое снижение избытка воздуха;
- нестехиометрическое сжигание;
- двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

2) Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:

- двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла;
- использование малотоксичной горелки;
- рециркуляция дымовых газов;
- технология сжигания водомазутной эмульсии.

Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению при определении НДТМ приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании жидких топлив

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применение	Эксплуатационный опыт	Перекрестные влияния, ограничения применимости	Примечания
Сжигание малыми избытками воздуха	10-20	При наличии контроля за содержанием СО в дымовых газах за котлом	Да	Появление СО на уровне выше допустимого в уходящих дымовых газах	Не требует реконструкции котла
Двухступенчатое сжигание	30-50	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки. Появляется опасность сероводородной коррозии экранных труб	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха
Малотоксичная горелка	20-40	На всех котлах	Да	-	Требуется замена горелок
Рециркуляция дымовых газов	20-50	Да	Рост температуры перегрева Снижение КПД	Требуется реконструкция	Рециркуляция дымовых газов
Трехступенчатое сжигание	30-60	При наличии двух и более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Требуется монтаж сопел третичного дутья
Комплексный метод, состоящий в объединении рециркуляции, двухступенчатого сжигания и малотоксичных горелок	60-70	При наличии двух или большего числа ярусов	Да	Повышение избытка воздуха. Снижение КПД	Требуется реконструкция
Эмульгирование мазута	10-20	На всех котлах	Да	Повышение устойчивости горения факела, увеличение потерь с уходящими газами	Требуется реконструкция схемы мазутопровода в пределах мазутонасосной станции

В малотоксичных горелках при сжигании жидкого топлива определяющим фактором является мазутная форсунка. Малотоксичной горелкой жидкого топлива можно принять горелочное устройство, которое в базовом режиме без применения остальных первичных методов обеспечивает выбросы оксидов азота менее 400 мг/м³.

6.3 Водоподготовка

НДТМ считается схема водоподготовки, дающая возможность обработки промывных (отмывочных) вод для возвращения их в цикл водоподготовки и

использования в технологических процессах. Более подробно вопрос водоподготовки приведен в разделе 4.

6.4. Производства пара и тепла

Процессы сгорания осуществляются при атмосферном давлении, но возможны и в системах с более высоким давлением. Мазут подается через сопла.

6.4.1. Обжиг в псевдоожигенном слое

В котлах с псевдоожигенным слоем (ПЖС) жидкое топливо иногда сжигается в дополнение к другим органическим видам топлива. Десульфуризация происходит в псевдоожигенном слое, который должен подпитываться известняком. Из-за очень небольшого количества золы при сжигании нефти, подпитка известняком является необходимым условием. При обжиге в псевдоожигенном слое сокращается уровень выбросов NO_x , что обусловлено более низкой температурой горения.

6.4.2 Когенерация

Генерирование тепла (технологического пара или отопления от теплоцентрали) и электроэнергии повышает КПД при использовании топлива (коэффициент использования топлива) приблизительно до 70-90%.

6.5 Производство электроэнергии

6.5.1 Генератор с воспламенением от сжатия (дизельные)

В 1960-1970 годах, электростанции, включающие генератор и приводящий его во вращение дизель (ДВС) использовались в основном в аварийных и пиковых режимах потребления электроэнергии. В настоящее время поршневые двигатели находят широкое применение для непрерывной работы электростанций мощностью до 200 МВт с учетом незначительного расхода топлива, возможности совместной работы с электрогенератором на различных режимах его работы и простоты обслуживания.

Другими привлекательными преимуществами силовой установки с двигателем, особенно с экологической точки зрения, являются то, что эти электростанции расположены в городских районах или в промышленных зонах, близких к потребителям тепла и электроэнергии. Тогда требуется меньше линий электропередачи, и сокращаются связанные с этим потери энергии.

Энергия, выделяемая при сжигании топлива, переносится на маховик двигателя через движущийся поршень. Генератор переменного тока подключается к вращающемуся маховику двигателя и производит электричество.

6.5.2 Многотопливный двигатель

Двойной топливный двигатель – новый тип двигателя на рынке, разработанный для стран, где имеется природный газ. Тип двигателя универсален, его можно использовать на природном газе низкого давления или жидком топливе, таком как дизельное топливо. Поскольку жидкое топливо, такое как дизельное топливо, имеет более низкую температуру самовоспламенения, чем газ, тепло в цилиндре вблизи верхнего положения достаточно для зажигания жидкого топлива, которое, в свою очередь, создает достаточное количество тепла для того, чтобы смесь воздух / газ загорелась. Количество пилотного топлива обычно составляет от одного до двух процентов от общего расхода топлива при полной нагрузке. Этот двигатель работает в соответствии с дизельным процессом при использовании жидкого топлива и в соответствии с циклом Отто при использовании газового топлива. Горящая смесь топлива и воздуха расширяется, нажимая поршень. Наконец, продукты сгорания удаляются из цилиндра, завершая цикл. Энергия, выделяемая при сжигании топлива, переносится на маховик двигателя через движущийся поршень. Генератор переменного тока подключается к вращающемуся маховику двигателя и производит электричество [4].

6.5.3 Газовые турбины с жидким топливом

Газовые турбины, работающие на жидком топливе (не в качестве резервного топлива), очень редко применяются в Европе. Это связано с высокими издержками такого топлива. Поэтому такие конструктивные схемы очень редки и только применяются в тех случаях, когда невозможно осуществлять поставки природного газа. В настоящее время применяются два типа газовых турбин с жидким топливом: сверхмощные газовые турбины и газовые турбины, полученные из авиационных двигателей, так называемых аэродинамических средств.

С помощью осевого компрессора воздух под давлением подается в камеры сгорания, где подключены топливные форсунки. Во время реакции горения температура газа повышается, а при температуре между 1000 и 1350 °С вводится в турбину. Эти горячие газы сбрасываются под давлением в турбине, которая одновременно управляет как воздушным компрессором, так и генератором переменного тока, который, в свою очередь, генерирует электроэнергию. В конфигурации «открытого цикла» газы сгорания выделяются непосредственно в атмосферный воздух при температуре от 450 °С. Тепловая эффективность составляет от 30 до 40 %.

Газовые турбины работают с широким спектром жидкого топлива. Однако для современных конструкций турбин, которые имеют высокие температуры на входе в турбину, спецификации производителей на топливо очень жесткие. Они предусматривают физические и химические свойства, необходимые для удовлетворения требований к оборудованию и экологическим стандартам, особенно в отношении металлических загрязнений (натрия, калия, свинца, ванадия, кальция), серы и золы.

6.6 Технология охлаждения пара

При сравнительном анализе применяемых технологий систем охлаждения электростанций приоритет отдается применению технологий охлаждения с помощью оборотной системы охлаждения, поскольку возможное воздействие на окружающую среду ниже, чем при использовании прямоточной системы охлаждения.

6.7 Очистка сточных вод

НДТМ является отдельный сбор и очистка сточных вод от технологических процессов и поверхностных вод (дождевых и талых).

Более полно вопросы очистки сточных вод рассмотрены в разделе 4.

6.8 Локальный мониторинг, объектами наблюдения являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками

Наиболее значимыми видами выбросов при сжигании жидкого топлива являются NO_x (в пересчете на NO₂), СО, О. На котельных установках и иных устройствах сжигания с номинальной тепловой мощностью от 50 МВт контроль выбросов по данным веществам должен проходить не реже чем один раз в месяц.

6.9 Локальный мониторинг, объектами наблюдения являются сточные воды, сбрасываемые в поверхностные водные объекты, в том числе через систему канализации населенных пунктов и подземные воды в районе расположения выявленных источников их загрязнения

При сбросе сточных вод в поверхностные водные объекты контролируются: рН, температура, цветность, БПК₅, ХПК, взвешенные вещества, минерализация, сульфат-ион, хлорид-ион, СПАВ (анион.), нефтепродукты, фосфор общий, аммоний-ион, железо общее, медь, нитрат-ион, нитрит-ион.

Отбор проб при осуществлении контроля качества сточных вод, поступающих на очистные сооружения сточных вод и сбрасываемых после очистки в поверхностные

водные объекты, проводится:

- не реже одного раза в месяц при сбросе сточных вод в объеме 30 тыс. м³/сут и более и (или) при установленных временных нормативах сбросов химических и иных веществ в водные объекты, независимо от их объема;

- не реже одного раза в квартал при сбросе сточных вод в объеме менее 30 тыс. м³/сут;

- внепланово по всем показателям, указываемым в проектной документации на возведение или реконструкцию очистных сооружений сточных вод:

- 1) при осуществлении ввода в эксплуатацию очистных сооружений сточных вод, в том числе после консервации;

- 2) при установлении факта неэффективной работы очистных сооружений сточных вод или значительном расхождении с ранее полученными значениями параметров сбросов сточных вод, полученных в ходе планового аналитического контроля;

- 3) при наладке после ремонта, или замены основных элементов очистных сооружений сточных вод.

Загрязнение подземных вод осуществляется из-за фильтрации сточных вод через карты золо(шламо)отвала, контролируются: рН, температура, БПК₅, ХПК, взвешенные вещества, минерализация, нефтепродукты, аммоний-ион, сульфат-ион, хлорид-ион, фосфор общий, ванадий, железо общее, медь, нитрат-ион, СПАВ (анион.), кадмий, марганец, никель, ртуть, свинец, хром, цинк, фенолы.

Отбор проб проводится:

- с установленной периодичностью и по перечню показателей, для объектов контроля, включенных в систему локального мониторинга, объектом наблюдения которого являются подземные воды;

- внепланово согласно предписанию и по перечню показателей, определенных территориальным органом Минприроды, в случае потенциальной угрозы загрязнения подземных вод.

6.10 Обращение с отходами производства

НДТМ по хранению и обращению с отходами являются:

- выбор и обоснование сырья, ведение детальной инвентаризации;
- мониторинг новейших разработок и наименее опасных аналогов;
- транспортировка шлама, осуществляющаяся при помощи трубопроводов.

Масляная обработка включает в себя центробежные сепарационные установки и модули, фильтры, комбинированную очистку агрегатов и полных систем кондиционирования. Система очистки нефти и осадка с помощью флотации и осадки интегрированы в эту систему обработки. Восстановленное масло или топливо сжигается во вспомогательном котле с масляным топливом.

Конечные осадки обезвоживают, сушат, затвердевают и сжигаются или утилизируются уполномоченными подрядчиками. Вода после обезвоживания осадка, которая загрязнена маслом или жидкостями, содержащими масло, обычно собирается в конкретной системе и выпускается отдельно. Также собирается осадок от обработки промывочных сточных вод от воздушных подогревателей, котлов со стороны дымовых газов и с другого оборудования.

6.11 Эффективность использования энергии

Два важнейших требования к НДТМ [4] – рациональное использование природных ресурсов и эффективное использование энергии. Поэтому КПД, с которым производится энергия, является наиболее важным показателем воздействия производственного процесса на окружающую среду. КПД важен не только как показатель экономного использования природных топливных ресурсов, он также связан с удельным количеством выбросов на единицу энергии, таких, как

выбросы «парниковых газов», например CO_2 .

Одним из способов снижения выбросов является оптимизация использования энергии и КПД процесса производства энергии. Возможность оптимизации КПД в конкретном случае зависит от ряда факторов, включая характер и качество топлива, тип топливосжигающей установки, рабочие температуры газовой турбины и/или паровой турбины, местные климатические условия, тип использованной системы охлаждения, и т.д.

Каждый последовательный этап в процессе преобразования химической энергии топлива в полезную энергию имеет свой собственный КПД. Общий КПД процесса рассчитывается как произведение КПД всех его этапов.

Конечный КПД (нетто) учитывает все потери, связанные с расходом энергии для собственных нужд предприятия (включая производство необходимого тепла), подготовкой топлива, обработкой побочных продуктов, очисткой дымовых газов и сточных вод, работой системы охлаждения, вентиляторов и насосов. КПД зависит от всех этих факторов, включая любые природоохранные устройства. Так, строгие ограничения на уровень выбросов влекут за собой повышение расхода энергии на собственные нужды предприятия на величину, зависящую от типа топлива и, таким образом, увеличивают удельные выбросы CO_2 . Потребителям электроэнергии следует также принять во внимание любые потери в передающих сетях и трансформаторах, а потребителям тепла, выработанного когенерирующими блоками, – потери при транспортировке по сети центрального теплоснабжения и расходы энергии на работу циркуляционных насосов.

Высокие температуры окружающей среды уменьшают КПД выработки электроэнергии как для газовой, так и для паровой турбины. Для газовых турбин и дизельных двигателей более значима температура окружающего воздуха, тогда как для паровых турбин важнее температура охлаждающей среды. Для конденсации охлажденного расширенного пара применяются три типа системы охлаждения: непосредственное охлаждение морской или речной водой, охлаждение с влажными градирнями, и охлаждение с сухими градирнями.

6.11.1 Энергоэффективность и теплотери

Даже самые эффективные электростанции постоянно рассеивают значительное количество энергии, выделяющейся при сгорании топлива, в окружающей среде в форме сбросного тепла. Это тепло рассеивается в атмосферном воздухе или водотоках воздействуя на окружающую среду. Каждая дополнительная единица тепла означает дополнительное количество CO_2 , выброшенное в атмосферный воздух при сжигании топлива. В настоящее время наиболее действенным способом повышения КПД производства энергии является как можно более полное использование произведенного тепла.

При выборе варианта утилизации сбросного тепла следует принять во внимание ряд термодинамических, технических и экономических критериев. Термодинамические факторы включают, с одной стороны, температуру, а с другой – эксэргию сбросного тепла. Температура существенна в том случае, если это тепло предполагается использовать для обогрева, а эксэргия – если тепло будет использовано для производства электроэнергии. Технические критерии зависят от характеристик конкретного предприятия.

Уменьшая потери тепла или используя сбросное тепло, можно сэкономить энергию и ресурсы, а также сократить выбросы. В настоящее время существует все больше возможностей для размещения электростанций в таких местах, где энергия, не преобразованная в электричество, поставляется потребителям в виде тепла. Широкий круг производственных процессов требует для нормального функционирования постоянного поступления тепла в форме пара, горячей воды или горячего воздуха. Технология комбинированного производства тепловой и

электрической энергии известна как когенерация. Она обеспечивает общий КПД электростанции с учетом потребления тепла в диапазоне 75-90%. Увеличение КПД приводит к сокращению выбросов CO₂, поскольку потребителю нет необходимости сжигать топливо в отдельной установке для производства тепла. Во многих случаях результатом замены небольших автономных установок получением тепла от ТЭЦ является также сокращение общих выбросов оксидов азота и других ЗВ. Тем не менее, лишь технически и экономически обоснованные меры по сокращению сбросного тепла и его утилизации позволят достичь как экономические, так и экологические цели.

7 Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных технических методов для сжигания твердых видов топлива

7.1 Доставка, подготовка и подача топлива

Доставка топлива осуществляется железнодорожным, водным, автомобильным и конвейерным транспортом. Использование автомобильного и конвейерного транспортирования экономически целесообразно при дальности транспортировки до 10 км. Самым дешевым является водный транспорт.

Системы транспортировки, разгрузки, хранения и подготовки к сжиганию должны быть максимально механизированы и автоматизированы.

Хранение топлива осуществляется в хранилищах (складах). Вместимость складов принимается равной 30-суточному расходу топлива. Территория, на которой размещается склад топлива, должна быть незатопляемой паводковыми и грунтовыми водами, ее планировка должна предусматривать уклон не менее 0,005 и наличие дренажных устройств.

При железнодорожном способе транспортирования топливо доставляется в открытых полувагонах, оснащенных нижними люками с дистанционным управлением для механизированной разгрузки. Угол открытия таких люков не более 36 градусов. Это затрудняет свободное высыпание топлива, поэтому полувагоны разгружаются с помощью вагоноопрокидывателей.

7.2 Сжигание топлива

7.2.1 Наилучшие доступные технические методы для сжигания твердого топлива

Реализуется две технологии сжигания твердого топлива: в потоке горячего воздуха (факельное сжигание) и в слое на специальной решетке (слоевое сжигание).

При факельном сжигании заранее приготовленное пылевидное топливо и воздух (предварительно подогретый в воздухоподогревателе котельной установки) подаются на сжигание в топку котла отдельными прямоточными или закрученными струями через специальные горелочные устройства [9]. Кроме основных, при сжигании твердого топлива используются сбросные горелки, куда подаются твердые частицы, не уловленные в циклоне, и транспортирующий их сушильный агент (воздух).

Существуют различные компоновочные решения для топок котлов: плечевые, кольцевые, вихревые, низкотемпературные вихревые и другие.

Дополнительные газовые или мазутные горелки используются при необходимости во время пуска, в ситуациях неустойчивого горения и при остановах.

В факеле можно сжигать различные виды топлива без ограничения тепловой мощности котла. Поэтому технология факельного сжигания является наиболее распространенной.

Также используют технологию сжигания в циркулирующем кипящем слое. Топливо поступает на воздухораспределительную решетку, через которую под

давлением подается горячий воздух. В слой также подается дробленый известняк или доломит для связывания образующихся при сжигании сернистых топлив оксидов серы. В слое в качестве инертного материала находится зола сгоревшего топлива (иногда мелкий кварцевый песок). Масса топлива в слое в пересчете на углерод составляет 1 – 3% [9].

Технологии кипящего слоя (КС) и ЦКС основаны на одном и том же принципе. Воздух вдувается снизу топочной камеры, где размещается сформированный золой, топливом и известняком слой, который оживается этим воздухом. Псевдооживление вызывает турбулентное перемешивание, повышающее эффективность сжигания топлива и улучшающее связывание дополнительно вводимого известняка с диоксидом серы, образовавшимся при окислении серы топлива [9].

В технологии КС скорость воздуха и образующихся в топочной камере дымовых газов низкая (менее 2 м/с), и граница слоя наблюдается визуально. Турбулентность достаточна для удовлетворительного сжигания высокорекреакционных топлив, но не тощего угля. В ЦКС скорость составляет около 5 м/с, и материал слоя выносится в верхнюю часть топочной камеры. Для возврата этого материала в топку устанавливают сепаратор, а уловленный в нем вынесенный из слоя материал возвращают в нижнюю часть топочной камеры. Так образуется контур циркуляции твердых частиц, который и дал название технологии.

Котлы с ЦКС отличаются более высокой степенью выгорания топлива (примерно 99 % по сравнению с 90-95 % у котлов со стационарным кипящим слоем), они работают с меньшим коэффициентом избытка воздуха (1,10-1,15 вместо 1,20-1,25). Системы подачи топлива у котлов с ЦКС проще, котлы менее требовательны к качеству топлива тонкого помола и лучше приспособлены для ступенчатого сжигания, необходимого для снижения выбросов оксидов азота. Такие топки позволяют связывать более 90 % серы, в то время как в топки со стационарным КС требуется подавать больше известняка для связывания 80-90 % оксидов серы [9].

К настоящему времени за рубежом накоплен богатый опыт проектирования и эксплуатации котлов с ЦКС. Значительно усовершенствованы конструктивные решения, снижена металлоемкость, повышены экономичность, надежность и увеличен диапазон регулирования. Во всех случаях удавалось обеспечить выбросы NO_x не более 300 мг/м³, КПД связывания серы не менее 90 % и потери с механическим и химическим недожогом менее 4%.

Исходя из данных по сопоставлению технических показателей котлов с ЦКС и пылеугольных для блоков мощностью 225 и 330 МВт следует, что в большинстве случаев данные по капитальным затратам вполне сопоставимы с учетом применения для пылеугольных блоков серо- и азотоочистки. При прочих равных условиях котлы с ЦКС имеют на 3-5 % меньшие дополнительные эксплуатационные расходы по сравнению с пылеугольными, оснащенными средствами азото- и сероочистки.

Часть воздуха для горения подается с пода топки, как первичный воздух через решетку, а часть – как вторичный воздух в нескольких метрах выше решетки. Скорость воздуха достаточно высока для подъема твердых частиц слоя, которые заполняют весь объем камеры сгорания. Под воздействием потока воздуха слой распространяется на всю высоту топки, где и происходит выгорание топлива с температурами 800-900°C.

7.2.2 Сокращение выбросов (образованных при сжигании твердого топлива) в атмосферный воздух

Нормы выбросов в атмосферный воздух для объектов теплоэнергетики Республики Беларусь представлены в Приложении Е ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 [7].

Для снижения выбросов твердых частиц в атмосферный воздух должны использоваться: батарейные циклоны, мокрые скрубберы с трубой Вентури,

электрофильтры, эмульгаторы, тканевые фильтры.

Электрофильтр. Наиболее эффективными золоуловителями являются электрофильтры, которые имеют степень очистки газов от твердых частиц 99 – 99,8% при гидравлическом сопротивлении не более 200 Па.

Электрофильтры имеют следующие достоинства:

- возможность получения уловленной золы в сухом виде;
- низкое гидравлическое сопротивление (не более 0,4 кПа);
- надежность работы и простота обслуживания;
- возможность обработки больших объемов дымовых газов (до 1 000 000 м³/ч);
- низкие эксплуатационные затраты.

Недостатками электрофильтров являются:

- невысокая степень улавливания тонких частиц;
- зависимость эффективности золоулавливания от удельного электрического сопротивления золы;
- возможность снижения эффективности работы при изменении состава угля.

Скрубберы. В зависимости от физико-химических свойств золы и очищаемых газов, от назначения и необходимой степени очистки разработаны различные типы мокрых золоуловителей, отличающихся принципом действия и конструктивным оформлением. Основная часть мокрых золоуловителей представлена наиболее эффективными аппаратами типа МВ УО ОРГРЭС и МВ-ВТИ, использующими принцип инерционного осаждения взвешенных частиц на каплях распыленной воды при обтекании их запыленным потоком в трубе-коагуляторе Вентури (КВ) в сочетании с каплеуловителем (скруббером) центробежного типа. Установка труб Вентури осуществляется вертикально или горизонтально в зависимости от типа аппаратов.

К недостаткам скрубберов с коагуляторами Вентури можно отнести относительно невысокую эффективность очистки (не более 97-97,5%) и невозможность получения золы в сухом виде.

Кроме того, существенным ограничением области применения указанных аппаратов является возможность образования минеральных отложений на внутренних поверхностях золоуловителей.

Циклоны. В качестве инерционных золоуловителей получили применение циклоны, в которых осаждение твердых частиц происходит за счет центробежных сил при вращательном движении потока.

Эффективность улавливания твердых частиц в циклоне возрастает при увеличении размеров частиц золы, их плотности, скорости газов и уменьшении радиуса циклона.

Для получения более высокой эффективности золоулавливания в настоящее время применяются батарейные циклоны, когда внутри одного корпуса установлено большое число циклонов малого диаметра.

Эффективность улавливания твердых частиц в батарейных циклонах не превышает 92-93 % поэтому они применяются на котлах малой и средней паропроизводительности и как предочистка, при высокой запыленности дымовых газов на входе в электрофильтр. Гидравлическое сопротивление батарейных циклонов составляет около 1200 Па.

Достоинствами циклонов являются простота конструкции, относительно невысокая стоимость, надежность работы. Основной их недостаток – низкая эффективность золоулавливания (в особенности, тонких частиц). Поэтому циклоны практически не применяются для очистки дымовых газов за рубежом.

Эмульгаторы. В настоящее время применяются два основных типа эмульгаторов: батарейные II поколения и кольцевые.

Достоинствами эмульгаторов являются:

ТКП 17.02-17-2019

- высокая эффективность очистки дымовых газов (до 99,7 %);
- малые габариты;
- относительно невысокая стоимость (стоимость эмульгатора примерно в 2 раза ниже, чем стоимость ЭФ для одинаковых условий работы и эффективности очистки);
- высокая эффективность улавливания тонких частиц.

К недостаткам эмульгаторов относятся:

- невозможность получения сухой золы;
- чувствительность к изменению режимов работы котла;
- брызгоунос, приводящий к появлению отложений в газоходах и дымовой трубе;
- необходимость подогрева выходящих из эмульгатора дымовых газов;
- невозможность использования эмульгаторов при содержании оксида кальция в золе более 10 %.

Тканевые фильтры обеспечивают очистку от частиц размером меньше 1 мкм. В них применяют фильтрующий материалы:

- обычные ткани;
- войлоки.

В зависимости от состава поверхности фильтровальной ткани:

- ворсовые;
- гладкие.

Наличие ворса повышает эффективность фильтрования. Ворс обращен навстречу запыленному потоку. В противном случае уменьшается количество пыли и затрудняется регенерация. Эффективная очистка в тканевых фильтрах во многом определяется наличием на поверхности ткани слоя пыли. При регенерации ткани нельзя допускать их перочистке. Скорость фильтрования в тканевых фильтрах составляет 0,5-1,2 см/с. При большей скорости увеличивается гидравлическое сопротивление.

Преимущества тканевых фильтров:

- более высокая степень очистки от взвешенных частиц;
- возможность улавливания частиц при любом давлении;
- высокая степень очистки при любых концентрациях взвешенных частиц;
- возможность очистки дымовых газов, нагретых до высокой температуры;
- использование химически стойких материалов;
- возможность полной автоматизации процесса очистки дымовых газов;
- стабильность процесса очистки и малая зависимость от изменения физико-химических свойств улавливаемых частиц и расхода дымовых газов.

Недостатки:

- необходимость периодической замены некоторых фильтрующих перегородок;
- высокий расход энергии при использовании отдельных видов пористых фильтров;
- громоздкость установок с фильтрами.

7.2.2.1 Сокращение выбросов оксидов азота NO_x при сжигании топлива

Должно использоваться: нестехиометрическое сжигание, двухступенчатое сжигание без реконструкции котла, циркуляция дымовых газов, малотоксичная горелка, двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла, трехступенчатое сжигание, концентрическое сжигание.

7.2.2.2 Сокращение выбросов оксидов серы SO_x при сжигании топлива

Должно использоваться топливо с низким содержанием серы.

7.3 Водоподготовка

НДТМ считается схема водоподготовки, дающая возможность обработки

промывных (отмывочных) вод для возвращения их в цикл водоподготовки и использования в технологических процессах. Более подробно вопрос водоподготовки приведен в разделе 4.

7.4 Производства пара и тепла

7.4.1 Когенерация

Генерирование тепла (технологического пара или отопления от теплоцентрали) и электроэнергии повышает КПД при использовании топлива (коэффициент использования топлива) приблизительно до 70-90%.

7.4.2 Горение

Топливо перемешивается с воздухом и сжигается в котле. Поскольку невозможно получить идеальную смесь топлива и воздуха, поэтому в котел подается больше воздуха, чем требуется для стехиометрического горения. Кроме того, небольшой процент топлива не сгорает полностью. Должна поддерживаться достаточно высокая температура отходящего (уходящего) газа для предотвращения конденсации кислотных веществ на поверхностях нагрева.

7.4.3 Недожег углерода в уносе

Оптимизация горения уменьшает недожег углерода в уносе. Следует отметить, что технологии борьбы с выбросами окислов азота, в которых используется видоизменение горения (основные меры), имеют тенденцию увеличивать недожег углерода. Повышенный недожег углерода также ухудшает качество угольной золы-уноса и затруднить и даже сделать невозможной ее применение в определенных процессах из-за риска того, что они не будут соответствовать спецификациям и требованиям, установленным соответствующими национальными и европейскими стандартами.

7.4.4 Избыточный воздух

Объем избыточного воздуха зависит от типа котла и характера топлива. Избыточный воздух в котле, работающем на угле, с сухим шлакоудалением составляет 12-20%. Из соображений качества горения (связанных с образованием СО и недожегом углерода) и соображений предотвращения коррозии и безопасности (например, риска взрыва котла) зачастую уровни объема избыточного воздуха далее сокращать невозможно.

7.4.5 Пар

Важнейшими факторами повышения эффективности являются максимально возможные температура и давление рабочей среды. На современных установках частично израсходованный пар повторно нагревается на одной или нескольких ступенях повторного нагрева.

7.4.6 Температура отходящего (уходящего) газа

Температура отходящего (уходящего) газа, покидающего чистый котел (в зависимости от типа топлива), традиционно составляет от 120 до 170°C, в связи с риском кислотной коррозии в результате конденсации серной кислоты. Однако некоторыми проектами иногда предусматривается вторая ступень воздухоподогревателей, с тем чтобы снизить эту температуру ниже 100°C, при наличии специальных оболочек на воздухоподогревателе и дымовой трубе, что делает это снижение экономически невыгодным. Температура отходящего (уходящего) газа на электростанциях, спроектированных без дымовых труб, составляет от 65 до 70°C.

7.4.7 Предварительный подогрев конденсата и питательной воды

Конденсат, выходящий из конденсатора, и питательная вода котла подогреваются паром до температуры чуть ниже температуры насыщения пара из регулируемого отбора турбины. Таким образом, тепловая энергия процесса

конденсации поступает обратно в систему, сокращая объем тепла, который в противном случае выбрасывался бы из конденсатора, что повышает энергоэффективность.

7.4.8 Суперсверхкритические параметры (ССКП) пара

Для дальнейшего повышения энергетической эффективности паротурбинных энергоблоков необходимо повышение параметров свежего пара, которая ограничивается длительной жаропрочностью стальных труб перлитного класса (для поверхностей нагрева котла и главных паропроводов) и металла роторов турбин.

В настоящее время в мире насчитывается несколько десятков энергоблоков на ССКП (давление пара 24-30 МПа, температура 580-650°C), построенных в основном в США, Германии, Дании, Японии и применяющие конструктивные элементы из более дорогих аустенитных сталей.

Как показал обзор тепловых схем на ССКП, все энергоблоки имеют повышенную начальную температуру пара и/или температуру промежуточного перегрева. Практически «стандартной» для энергоблоков нового поколения стала температура 580°C в Европе и 600°C в Японии. Подавляющее большинство энергоблоков нового поколения выполнено на начальное давление 24-29 МПа при единичной мощности в диапазоне 400-1000 МВт.

Создание блоков ССКП целесообразно только на твердом топливе, так как сжигание мазута в настоящее время ограничено из-за его дороговизны, а эффективность сжигания природного газа повышается другими методами, например, применяя схему парогазовой установки (ПГУ).

Увеличение стоимости энергоблока на ССКП составляет по зарубежным данным примерно 7 % по сравнению с современными котлами на докритические параметры пара за счет частичного перехода со сталей перлитного класса на стали аустенитного класса. [4].

7.5 Производство электроэнергии

Из-за большой разницы в давлении, расширение пара осуществляется в три этапа - высокого давления (ВД), среднего давления (СД) и низкого давления (НД).

7.6 Технология охлаждения пара

При сравнительном анализе применяемых технологий систем охлаждения электростанций приоритет отдается применению технологий охлаждения с помощью оборотной системам охлаждения, поскольку возможное воздействие на окружающую среду ниже, чем при использовании прямоточной системы охлаждения.

7.7 Очистка сточных вод

НДТМ является раздельный сбор и очистка сточных вод от технологических процессов и поверхностных вод (дождевых и талых).

Более полно вопросы очистки сточных вод рассмотрены в разделе 4.

7.8 Локальный мониторинг, объектами наблюдения являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками

Наиболее значимыми видами выбросов при сжигании твердого топлива являются NO_x (в пересчете на NO₂), CO, O. На котельных установках и иных устройствах сжигания с номинальной тепловой мощностью от 20 МВт контроль выбросов по данным веществам должен проходить не реже чем один раз в месяц.

7.9 Локальный мониторинг, объектами наблюдения являются сточные воды, сбрасываемые в поверхностные водные объекты, в том

числе через систему канализации населенных пунктов и подземные воды в районе расположения выявленных источников их загрязнения

При сбросе сточных вод в поверхностные водные объекты контролируются: рН, температура, цветность, БПК₅, ХПК, взвешенные вещества, минерализация, сульфат-ион, хлорид-ион, СПАВ (анион.), нефтепродукты, фосфор общий, аммоний-ион, железо общее, медь, нитрат-ион, нитрит-ион.

Отбор проб при осуществлении контроля качества сточных вод, поступающих на очистные сооружения сточных вод и сбрасываемых после очистки в поверхностные водные объекты, проводится:

- не реже одного раза в месяц при сбросе сточных вод в объеме 30 тыс. м³/сут и более и (или) при установленных временных нормативах сбросов химических и иных веществ в водные объекты, независимо от их объема;

- не реже одного раза в квартал при сбросе сточных вод в объеме менее 30 тыс. м³/сут;

- внепланово по всем показателям, указываемым в проектной документации на возведение или реконструкцию очистных сооружений сточных вод:

- 1) при осуществлении ввода в эксплуатацию очистных сооружений сточных вод, в том числе после консервации;

- 2) при установлении факта неэффективной работы очистных сооружений сточных вод или значительном расхождении с ранее полученными значениями параметров сбросов сточных вод, полученных в ходе планового аналитического контроля;

- 3) при наладке после ремонта, или замены основных элементов очистных сооружений сточных вод.

Загрязнение подземных вод осуществляется из-за фильтрации сточных вод через карты золо(шламо)отвала, контролируются: рН, температура, БПК₅, ХПК, взвешенные вещества, минерализация, нефтепродукты, аммоний-ион, сульфат-ион, хлорид-ион, фосфор общий, ванадий, железо общее, медь, нитрат-ион, СПАВ (анион.), кадмий, марганец, никель, ртуть, свинец, хром, цинк, фенолы.

Отбор проб проводится:

- с установленной периодичностью и по перечню показателей, для объектов контроля, включенных в систему локального мониторинга, объектом наблюдения которого являются подземные воды;

- внепланово согласно предписанию и по перечню показателей, определенных территориальным органом Минприроды, в случае потенциальной угрозы загрязнения подземных вод.

7.10 Обращение с отходами производства

НДТМ по хранению и обращению с отходами являются:

- выбор и обоснование сырья, ведение детальной инвентаризации;
- мониторинг новейших разработок и наименее опасных аналогов;
- транспортировка шлама осуществляется при помощи трубопроводов.

Масляная обработка включает в себя центробежные сепарационные установки и модули, фильтры, комбинированную очистку агрегатов и полных систем кондиционирования. Система очистки нефти и осадка с помощью флотация и осадки интегрированы в эту систему обработки. Восстановленное масло или топливо сжигается во вспомогательном котле с масляным топливом.

Конечные осадки обезвоживают, сушат, затвердевают и сжигаются или утилизируются уполномоченными подрядчиками. Вода из обезвоживания осадка, которая загрязнена маслом или жидкостями, содержащими масло, обычно собирается в конкретной системе и выпускается отдельно. Также собирается осадок от обработки промывочных сточных вод от воздушных подогревателей, котлов со

стороны дымовых газов и с другого оборудования.

7.11 Эффективность использования энергии

Два важнейших требования к НДТМ [4] – рациональное использование природных ресурсов и эффективное использование энергии. Поэтому КПД, с которым производится энергия, является наиболее важным показателем воздействия производственного процесса на окружающую среду. КПД важен не только как показатель экономного использования природных топливных ресурсов, он также связан с удельным количеством выбросов на единицу энергии, таких, как выбросы «парниковых газов», например CO₂.

Одним из способов снижения выбросов является оптимизация использования энергии и КПД процесса производства энергии. Возможность оптимизации КПД в конкретном случае зависит от ряда факторов, включая характер и качество топлива, тип топливосжигающей установки, рабочие температуры газовой турбины и/или паровой турбины, местные климатические условия, тип использованной системы охлаждения, и т.д.

Каждый последовательный этап в процессе преобразования химической энергии топлива в полезную энергию имеет свой собственный КПД. Общий КПД процесса рассчитывается как произведение КПД всех его этапов.

Конечный КПД (нетто) учитывает все потери, связанные с расходом энергии для собственных нужд предприятия (включая производство необходимого тепла), подготовкой топлива, обработкой побочных продуктов, очисткой дымовых газов и сточных вод, работой системы охлаждения, вентиляторов и насосов. КПД зависит от всех этих факторов, включая любые природоохранные устройства. Так, строгие ограничения на уровень выбросов влекут за собой повышение расхода энергии на собственные нужды предприятия на величину, зависящую от типа топлива и, таким образом, увеличивают удельные выбросы CO₂. Потребителям электроэнергии следует также принять во внимание любые потери в передающих сетях и трансформаторах, а потребителям тепла, выработанного когенерирующими блоками, – потери при транспортировке по сети центрального теплоснабжения и расходы энергии на работу циркуляционных насосов.

Высокие температуры окружающей среды уменьшают КПД выработки электроэнергии как для газовой, так и для паровой турбины. Для газовых турбин и дизельных двигателей более значима температура окружающего воздуха, тогда как для паровых турбин важнее температура охлаждающей среды. Для конденсации охлажденного расширенного пара применяются три типа системы охлаждения: непосредственное охлаждение морской или речной водой, охлаждение с влажными градирнями, и охлаждение с сухими градирнями.

7.11.1 Энергоэффективность и теплотери

Даже самые эффективные электростанции постоянно рассеивают значительное количество энергии, выделяющейся при сгорании топлива, в окружающей среде в форме сбросного тепла. Это тепло рассеивается в атмосферном воздухе или водотоках, воздействуя на окружающую среду. Каждая дополнительная единица тепла означает дополнительное количество CO₂, выброшенное в атмосферный воздух при сжигании топлива. В настоящее время наиболее действенным способом повышения КПД производства энергии является как можно более полное использование произведенного тепла.

При выборе варианта утилизации сбросного тепла следует принять во внимание ряд термодинамических, технических и экономических критериев. Термодинамические факторы включают, с одной стороны, температуру, а с другой – эксэргию сбросного тепла. Температура существенна в том случае, если это тепло предполагается использовать для обогрева, а эксэргия – если тепло будет

использовано для производства электроэнергии. Технические критерии зависят от характеристик конкретного предприятия.

Уменьшая потери тепла или используя сбросное тепло, можно сэкономить энергию и ресурсы, а также сократить выбросы. В настоящее время существует все больше возможностей для размещения электростанций в таких местах, где энергия, не преобразованная в электричество, поставляется потребителям в виде тепла. Широкий круг производственных процессов требует для нормального функционирования постоянного поступления тепла в форме пара, горячей воды или горячего воздуха. Технология комбинированного производства тепловой и электрической энергии известна как когенерация. Она обеспечивает общий КПД электростанции с учетом потребления тепла в диапазоне 75-90%. Увеличение КПД приводит к сокращению выбросов CO₂, поскольку потребителю нет необходимости сжигать топливо в отдельной установке для производства тепла. Во многих случаях результатом замены небольших автономных установок получением тепла от ТЭЦ является также сокращение общих выбросов оксидов азота и других ЗВ. Тем не менее, лишь технически и экономически обоснованные меры по сокращению сбросного тепла и его утилизации позволят достичь как экономические, так и экологические цели.

Библиография

- [1] Указ Президента Республики Беларусь «О комплексных природоохранных разрешениях» от 17 ноября 2011 г. № 528
- [2] Закон Республики Беларусь «Об охране окружающей среды» от 26 ноября 1992 г. № 1982-XII
- [3] ОКРБ 005-2011 Виды экономической деятельности
- [4] European Commission 2006 «Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants»
(Справочник по наилучшим доступным техническим методам (НДТМ) для крупных топливосжигающих установок)
- [5] Водоподготовка: Справочник / под ред. д.т.н., действительного члена Академии промышленности экологии С. Е. Беликова. М.: Аква-Терм, 2007
- [6] Технический справочник по обработке воды: в 2 т. Т.2: пер. с фр. – СПб.: Новый журнал, 2007
- [7] ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 «Охрана окружающей среды и природопользование. Требования экологической безопасности»
Утверждены и введены в действие постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 18.07.2017 г. № 5-Т
- [8] Состояние окружающей среды: Нац. доклад Министерство природных ресурсов и окружающей среды Республики Беларусь, РУП «Бел НИЦ «Экология». – Минск: Бел НИЦ «Экология», 2015
- [9] ИТС 38-2017 Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. М., 2017