СПРАВОЧНИК

по наилучшим доступным техническим методам в теплоэлектроэнергетике



Справочник опубликован при поддержке Министерства иностранных дел Великобритании через Фонд глобальных возможностей (GOF)





+7 (499) 978 86 44 (тел) +7 (499) 978 87 86 (факс) tguseva@muctr.ru

Справочник по наилучшим доступным техническим методам для повышения эффективности и минимизации негативного воздействия на окружающую среду в теплоэлектроэнергетике

Содержание

Предисловие	5
Методы выработки энергии путем сжигания	7
Принципы сжигания	7
Общераспространенные технологии сжигания	8
Типичная тепловая паротурбинная электростанция	8
Сжигание в кипящем слое	12
Двигатели внутреннего сгорания	14
Газотурбинные установки	15
Парогазовые установки	15
Когенерация	16
Удельные издержки для различных схем тепловых электростанций	16
Идеальная тепловая эффективность	17
Основные экологические аспекты сжигания топлива	18
Энергоэффективность	20
Эффективность и выбросы	21
Влияние централизованного теплоснабжения на качество атмосферного воздуха	22
Выбросы в атмосферу	22
Оксиды серы	24
Оксиды азота (NO _X)	24
Пыль и твердые частицы	25
Тяжелые металлы	26
Моноксид углерода (угарный газ)	29
Парниковые газы (диоксид углерода и другие)	29
Хлористый водород	32
Фтористый водород	33
Аммиак	33
Летучие органические соединения (ЛОС)	33
Стойкие органические загрязняющие вещества (СОЗ), полициклические	
ароматические углеводороды (ПАУ), диоксины и фураны	33
Сбросы в водные объекты	34
Отходы горения и его побочные продукты	37
Шумовое воздействие	39
Выбросы радиоактивных веществ	39
Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов для сжиган	ия
топлива	42
Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов для	
сжигания газообразного топлива	
Методы обращения и транспортировки газообразного топлива и жидких добавов	c 43
Методы повышения эффективности работы котлов и турбин на газообразном	4.4
топливе	
Методы предотвращения и контроля выбросов NO _x и CO	
Методы предотвращения и контроля загрязнения вод	
Методы, рассматриваемые при выборе НДМ для прибрежных установок	51

Наилучшие доступные методы для сжигания газообразных топлив	. 55
Обращение с газообразным топливом и добавками и их транспортировка	. 56
Тепловая эффективность газовых топливосжигающих установок	. 56
Выбросы пыли и SO ₂ от газовых топливосжигающих установок	. 59
Выбросы NO _X и CO от газовых топливосжигающих установок	
Решения, рассматриваемые при определении наилучших доступных методов	
для сжигания каменного и бурого углей	. 66
Технические решения в области разгрузки, хранения и транспортировки топлива	. 67
Технические решения в области подготовки топлива	. 69
Технические решения, направленные на повышение КПД и степени	
использования топлива	. 71
Технические решения для предотвращения и снижения выбросов пыли и тяжелых	
металлов, связанных с твердыми частицами	
Технические решения для предотвращения и снижения выбросов SO ₂	
Технические решения для предотвращения и снижения выбросов NO_x и N_2O	. 83
Технические решения для предотвращения и снижения загрязнения водных	0.7
объектов	
Наилучшие доступные методы сжигания каменных и бурых углей	
Разгрузка, хранение и перемещение топлива и добавок	
Предварительная обработка топлива	
Сжигание	
Тепловая эффективность	
Пыль	
Тяжелые металлы	
Выбросы SO ₂	
Выбросы NO _x	
Монооксид углерода (СО)	
Фтористый водород (HF) и хлористый водород (HCl)	
Аммиак (NH ₃)	106
Загрязнение вод	106
Топливные отходы	108
Тепловая эффективность топливосжигающих установок на каменных и бурых углях	109
Прочие аспекты влияния на эффективность энергоустановок	112
Выбросы в атмосферу	112
Выбросы в атмосферу от энергоустановок на каменном угле	113
Выбросы в атмосферу от энергоустановок, сжигающих бурый уголь	
Выбросы тяжелых металлов	119
Литература	122

Предисловие

Настоящий справочник выпущен в рамках работы над проектом «Распространение подходов повышения эффективности и снижения выбросов парниковых газов крупными объектами теплоэлектроэнергетики». Этот проект выполнен в Российской Федерации Ассоциированным центром ЮНЕСКО по химической науке и образованию и международной консалтинговой компанией E.On Power Technology при содействии РОО Эколайн.

Проект финансирован Министерством иностранных дел Великобритании в рамках программы Фонда глобальных возможностей и выполнялся в течение двух лет (2006-2007 гг.). Основная цель Фонда глобальных возможностей — поддержка прогрессивных инициатив в различных странах в областях деятельности, представляющих особую значимость для Великобритании. В частности, в России Фонд реализует Программу по климатическим изменениям и энергии, в рамках которой и финансируется настоящий проект.

Цель проекта «Распространение подходов повышения эффективности и снижения выбросов парниковых газов крупными объектами теплоэлектроэнергетики» — широкое распространение мер улучшения энергоэффективности и сокращения выбросов парниковых газов на предприятиях, сжигающих ископаемое топливо в Российской Федерации.

Поставленная цель имеет непосредственное отношение к приоритетам саммита «Большой восьмерки», который пройдет под председательством России в 2006 году в Санкт-Петербурге, а также к основным направлениям дискуссии между Россией и Евросоюзом по вопросам развития сотрудничества в области энергетики и сокращения воздействия на климат.

В контексте настоящего проекта речь шла и об энергетической безопасности. Наряду с такими аспектами, как расширение масштабов мировой энергетической системы, высокий уровень и неустойчивость мировых нефтяных цен, завершение эпохи дешевого углеводородного сырья, риски природных катастроф и аварий, а также энергетическая бедность ряда стран и регионов, в порядке обеспечения энергобезопасности необходимо решать задачи улучшения эффективности использования энергоресурсов, снижения воздействия производства энергии на окружающую среду и, в частности, сокращения выбросов парниковых газов.

В ходе выполнения проекта был организован целый ряд семинаров и рабочих встреч, направленных на совершенствование подготовки персонала предприятий, сжигающих ископаемое топливо, в восьми регионах России. Более широко информация о методах сокращении потерь тепла, об улучшении эффективности и снижении выбросов парниковых газов распространялась через Интернет и путем опубликования для практиков специальных изданий для различных заинтересованных сторон.

Предлагаемая вашему вниманию публикация подготовлена на основе Ссылочного документа по наилучшим доступным методам в отношении топливосжигающих установок (далее — «BREF»), созданного в рамках реализации европейской Директивы по Комплексному контролю и предотвращению загрязнения (IPPC).

Настоящее (второе) издание справочного руководства выпущено в рамках подготовки Международной конференции «Наилучшие доступные технологии как современный инструмент снижения негативного воздействия на окружающую среду и повышения энергоэффективности российских предприятий», организованной в Москве в апреле

2008 г. в ходе выполнения проекта «Гармонизация экологических стандартов II», финансируемого Европейской комиссией. Публикация второго издания также осуществлена при поддержке Министерства иностранных дел Великобритании в рамках программы Фонда глобальных возможностей по климатическим изменениям и энергии.

Методы выработки энергии путем сжигания

Принципы сжигания

Работа котла требует источника тепла с температурой, достаточной для образования пара. Как правило, ископаемое топливо, используемое для производства пара, сжигается в топке (топочной камере) котла. Кроме того, парогенераторы могут использовать в качестве источника энергии отходящее тепло какого-либо другого процесса.

Сжигание (сгорание) в данном контексте можно определить как быстро протекающую химическую реакцию с участием кислорода и горючих элементов топлива. Существует лишь три горючих элемента, значимых с точки зрения генерации энергии – углерод, водород и сера. Как правило, сера менее значима в качестве источника тепла.

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

$$C + O_2 \rightarrow CO_2$$

 $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$

Как правило, источником кислорода для котлов является атмосферный воздух. Данные реакции являются экзотермическими. При окислении углерода выделяется 32800 кДж/кг, водорода — 142700 кДж/кг. Однако теплоту сгорания ископаемого топлива нельзя рассчитывать, исходя только из содержания в нем этих двух элементов, поскольку следует также принимать во внимание энергию химических связей соединений, в состав которых входят эти элементы. Кроме того, сера и другие элементы, содержащиеся в топливе, также могут вносить свой вклад в теплоту сгорания. Поскольку вода в процессе сгорания образуется в газообразном состоянии (а вода, содержащаяся в топливе, испаряется), это снижает количество энергии, которое может быть передано парогенератору. Эта энергия называется «низшей теплотой сгорания». В отличие от нее, «высшая теплота сгорания» включает также энергию, выделяющуюся при переходе продуктов сгорания в состояние с давлением 1 бар и температурой 25 °C. Большая часть дополнительной энергии связана с конденсацией водяного пара из отходящих газов при температуре ниже точки росы воды (40°C).

Оптимальный процесс горения обеспечивает полное выделение 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 механической работы) 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.

В качестве простого примера рассмотрим реакцию одного килограмма углерода с кислородом для получения тепловой энергии. Реакция может происходить 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 CO (с образованием значительно меньшего количества энергии), а затем CO доокисляется до CO_2 . Однако при двухстадийной реакции выделяются те же 32800 кДж/кг, что и при образовании CO_2 в одну стадию.

Тот факт, что углерод может реагировать с кислородом разными способами, чрезвычайно важен для конструкции котельного оборудования. Любые технологии сжигания должны обеспечивать полное смешивание топлива с кислородом для полного сгорания с образованием CO_2 , а не CO. В противном случае тепловыделение резко снизится, поскольку при

образовании CO выделяется лишь 28% той энергии, которая выделяется при образовании CO_2 .

Общераспространенные технологии сжигания

В этом разделе описаны основные промышленные технологии, применяемые для генерации электроэнергии на основе ископаемого топлива, а также материалы, оборудование и процессы, применяемые в этих технологиях. Раздел предназначен для тех, кто хотел бы получить общее представление о технологиях, используемых в отрасли, а также об их взаимосвязи с вопросами, которые будут освещены в последующих разделах.

Выбор технологии для предприятия осуществляется исходя из требований к мощности электростанции, а также доступного топлива. Помимо основного технологического процесса на любом предприятии используются вспомогательные технологические процессы, например подготовка угля или мероприятия по контролю загрязнений [1].

Типичная тепловая паротурбинная электростанция

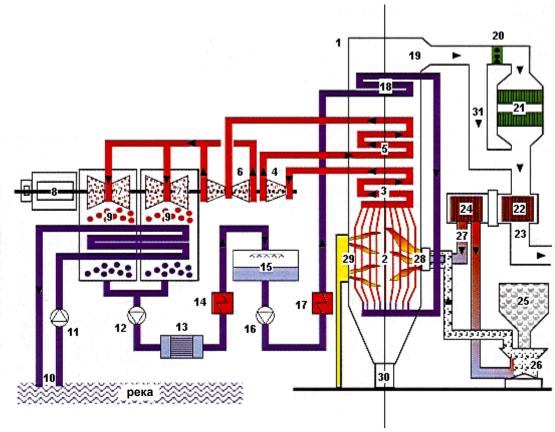
Технология производства электроэнергии на тепловой электростанции включает четыре основных компонента: подсистему подготовки и подачи топлива, паровую подсистему (котел и система транспортировки пара), паровую турбину (рис. 1), а также конденсатор (для конденсации отработавшего пара).

Как правило, источником тепловой энергии для производства электроэнергии является сжигание угля, природного газа или нефтепродуктов. 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 использования угля или нефтепродуктов, 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.

Совершая работу, пар расширяется, поэтому турбина шире с той стороны, где пар покидает ее. Теоретически тепловой КПД установки определяется температурой и давлением пара на входе и на выходе из нее.



Обозначения:

Пароводяной тракт:

- 1. Котел
- 2. Топка
- 3. Пароперегреватель высокого дав-
- 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

Рисунок 1. Принципиальная схема ТЭС [2]

Пар низкого давления, покидающий турбину, конденсируется на трубках конденсатора, по которым циркулирует охлаждающая вода. По пароводяному тракту конденсат возвра-

Газовоздушный тракт

- 19. Дымовой (отходящий) 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

щается в котел, где снова превращается в пар. Поскольку конденсат является практически несжимаемой жидкостью с относительно небольшим 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. 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 испарения и сбросов оборотной воды, которые необходимы для управления концентрацией взвешенных примесей. Потребление воды в замкнутых системах охлаждения составляет примерно 1/20 от потребления в прямоточных системах [1].

Котел

Существует три основных типа котлов: с естественной циркуляцией, с принудительной циркуляцией и прямоточные. Среди последних наиболее распространены т.н. котлы Бенсона, которым принадлежит около 70% мирового рынка прямоточных котлов. На рис. 2 показаны основные различия между котлом с естественной циркуляцией и прямоточным котлом.

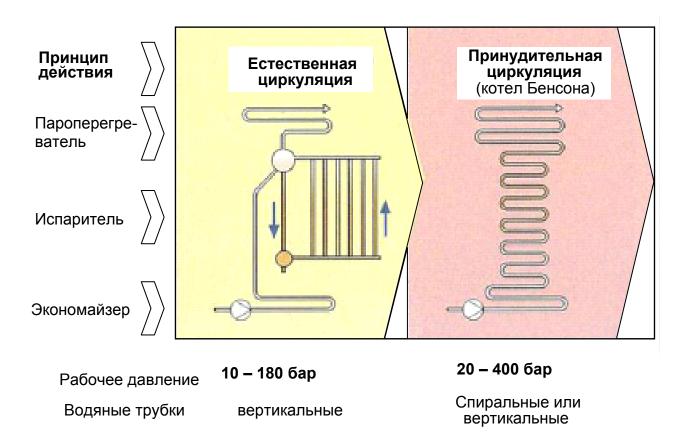


Рисунок 2. Принципиальные схемы котла с естественной циркуляцией и прямоточного котла с принудительной циркуляцией [3]

Естественная циркуляция в котлах соответствующей схемы поддерживается за счет разницы плотностей высокотемпературного пара и низкотемпературных пара/воды. Однако на современных предприятиях использование одной лишь естественной циркуляции, как

правило, 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). Последний тип котлов, изобретенный Марком Бенсоном в 1922 г., обладает 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, доступными на мировых рынках.

Компоненты котла

Основными компонентами котла (котлоагрегата) являются экономайзер, испаритель, пароперегреватель и 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 воде передается тепловая энергия низкотемпературных дымовых газов, покидающих котел.

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. Как правило, трубы пароводяного тракта покрывают стены топочной камеры, образуя т.н. топочные экраны. Эти трубы могут быть уложены 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 лишь резкое возрастание теплоемкости.

Пароперегреватель: Пароперегреватель используется для получения перегретого пара и 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.

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, как правило, 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.

Конденсатор

Наконец, 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.

Системы охлаждения

Различные методы охлаждения могут использоваться для обеспечения конденсации пара и отведения от него теплоты испарения, которая является бесполезной энергией с термодинамической точки зрения.

Сжигание в кипящем слое

Метод сжигания в кипящем (псевдоожиженном) слое (СКС), главным образом, используется в промышленности для сжигания различных видов твердого топлива, включая каменный уголь, бурый уголь, торф и, в особенности, 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. В Швеции котлы с ЦКС являются в настоящее время наиболее популярными.

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 воздухораспредлительной 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, как правило, 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 может осуществляться в середине второй ступени или, частично, на выходе из котла, где также могут 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, как правило, составляет 5-30 кг/м³. Большое количество инертного материала, заполняющего топку, способствует сглаживанию перепадов температуры в топочной камере. Поэтому топочные экраны могут размещаться 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.

Сравнительная характеристика методов стационарного и циркулирующего кипящего слоя

Как правило, 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 топливо добавляется к наполнителю слоя. При контакте биотоплива с горячим материалом слоя происходит мгновенный пиролиз топлива. 30-40% воздуха горения используется для псевдоожижения топлива, а остальной воздух расходуется при сгорании пиролизных газов в области над кипящим слоем. Большая часть мелкодисперсных частиц также сгорает в этой области, температура в ней может составлять 1100-1200°С и даже 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 могут функционировать дополнительные горелки, работающие одновременно со слоем. Это могут быть, например, газовые, мазутные и угольные горелки.

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 SO_2 и CO, а также распределение температуры в системе. Эффективность циклона особенно важна при сжигании низкореакционных 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 конструкция и расположение входных патрубков (с наклоном вниз), а также современная конструкция внутренней трубы. В последнее время циклоны многих существующих установок СЦКС для сжигания низкозольных бурых углей были оснащены смещенными внутренними трубами, что привело к существенному сокращению расхода известняка и песка.

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 нет необходимости в приготовлении пылеугольной смеси или высушивании топлива — достаточно простого механического дробления. Благодаря стабилизирующему действию слоя разброс размеров частиц и содержание воды в топливе могут быть достаточно высокими. Некоторые ограничения на размер частиц топлива могут быть связаны с использованием лопастного питателя. Следует заметить, что подготовка высокореакционного топлива, содержащего умеренное количество влаги, более опасна. Для предотвращения образования взрывоопасной пыли или самопроизвольного воспламенения топлива в процессе подготовки его влажность часто поддерживается на уровне выше 40%.

При эксплуатации котла поверхности теплообменников и труб могут подвергаться 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 нем. Топливо с невысокой температурой плавления золы непригодно для сжигания в кипящем слое, поскольку процесс псевдоожижения слоя будет быстро нарушен. Тяжелые механические примеси, например металлические предметы в составе ТБО, также нарушают процесс псевдоожижения, оседая на воздухораспределительную решетку. Извлечение таких примесей из котла также представляет определенную трудность. Тем не менее, недавно были разработаны технологии сжигания таких видов топлива в кипящем слое, которые в настоящее время начинают успешно применяться.

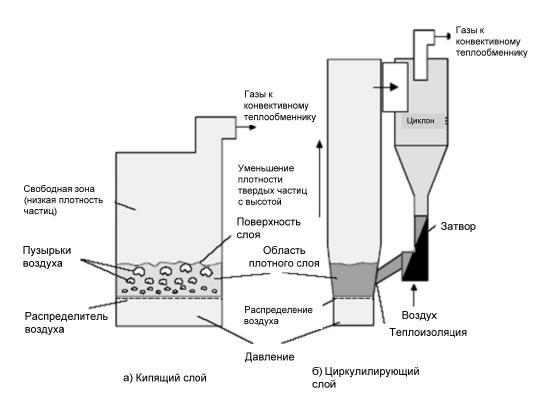


Рисунок 3. Схема котлов со стационарным кипящим слоем и циркуляционным кипящим слоем [4]

Двигатели внутреннего сгорания

В двигателях внутреннего сгорания (дизельных генераторах) сгорание топлива происходит внутри одного или нескольких цилиндров. Сначала двигатель внутреннего сгорания, устроенный аналогично автомобильному двигателю, преобразует химическую энергию в механическую. Затем генератор, вал которого вращает двигатель, преобразует механическую энергию в электрическую. Как правило, 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 [1].

Газотурбинные установки

Газотурбинные системы 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 КПД турбины может быть достигнут. Дымовые газы, отработавшие в турбине, выбрасываются в атмосферу. В отличие от паротурбинных систем, газотурбинные установки не нуждаются в парогенераторах, конденсаторах или системах охлаждения. Поэтому капитальные расходы, необходимые для развертывания таких систем, гораздо ниже. В электроэнергетике газотурбинные системы чаще всего используются как дополнительный источник энергии при пиковых нагрузках, когда необходим быстрый запуск, но не требуется длительное время работы.

Парогазовые установки

В парогазовых системах (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 могут использоваться и другие источники тепла. Такая комбинация позволяет достичь теплового КПД, превышающего КПД парогенераторов, работающих на угле или мазуте. Существует четыре 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 ископаемое топливо, например уголь, сжигается с использованием избыточного количества воздуха, 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 моноксид углерода (СО) и водород (Н2). Полученный газ очищается и может быть использован в качестве топлива для газовой турбины в системе парогазового цикла с внутрицикловой газификацией [1].

Когенерация

Когенерация представляет собой объединение системы для генерации электричества и системы для производства промышленного тепла и пара. Эта система обеспечивает более эффективное использование энергии, включая использование тепла, которое было бы потеряно при другой схеме. Существует два варианта технологии когенерации, которые отличаются тем, что производится сначала — электрическая или тепловая энергия.

В первом случае топливо используется для генерации электроэнергии в паротурбинной или газотурбинной установке. После этого отработанное тепло может быть использовано в производственном процессе [1].

Удельные издержки для различных схем тепловых электростанций

Информация об удельных издержках, характерных для различных принципов и схем тепловых электростанций приведена в публикациях [5, 6]. 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, 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 пыли и десульфуризацией газов. Кроме того, в них включены расходы на принятие мер по снижению выбросов NO_х, которые являются стандартными мероприятиями на большинстве предприятий, функционирующих в настоящее время. На рис. 4 приведен общий объем инвестиций и их структура для девяти схем электростанций.

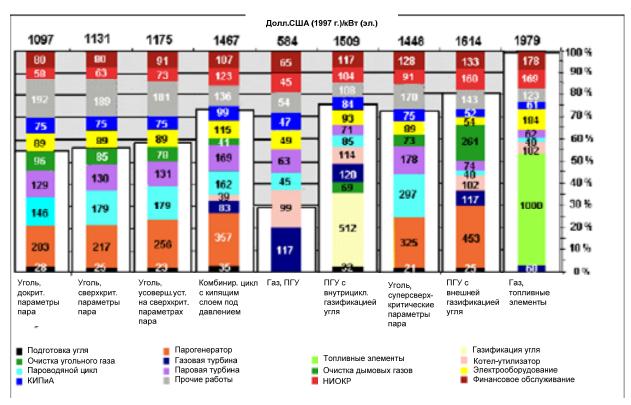


Рисунок 4. Удельные инвестиции и их структура для некоторых схем электростанций [163, Muller-Kirchenbauer, 2001]

Эти схемы существенно отличаются по степени проработанности и накопленному практическому опыту их применения. Так, угольные электростанции с докритическими параметрами пара применяются во всем мире в течение нескольких десятилетий, на протяжении которых совершенствуются их конструктивные решения, в то время как ряд других

технологий еще находятся в стадии разработки. Постепенное развитие докритических паровых схем привело к возникновению сверхкритических парогенераторов, сочетающих более высокий КПД с высокой надежностью. Парогенераторы с температурой пара 580°C и давлением 260 бар находятся в коммерческой эксплуатации на протяжении нескольких лет, а следующий шаг — повышение этих параметров до 600°C и 300 бар – совершается в настоящее время.

В последнее время также идет интенсивное накопление опыта коммерческой эксплуатации парогазовых электростанций на газовом топливе. Технологии сжигания в кипящем слое высокого давления и комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией применяются на нескольких демонстрационных и пилотных объектах. В то же время, схемы с ультрасверхкритическими параметрами пара (700°С и 375 бар), парогазовые с внешней газификацией и топливные элементы нуждаются в дальнейших исследованиях и разработке [5, 6].

Идеальная тепловая эффективность

Тепловой процесс с идеальной эффективностью или цикл Карно имеет наивысшую возможную эффективность преобразования тепла в механическую работу. Тепловой КПД цикла Карно может быть записан следующим образом:

$$K\Pi Д C = 1 - T_0/T$$

Здесь T_0 – температура приемника тепла и T – температура источника, выраженные в градусах по шкале Кельвина ($T(K) = T(^{\circ}C) + 273.15$). На рис. 5 приведены идеальная (предельная) тепловая эффективность и эффективности, достигнутые применяемыми в настоящее время методами сжигания.

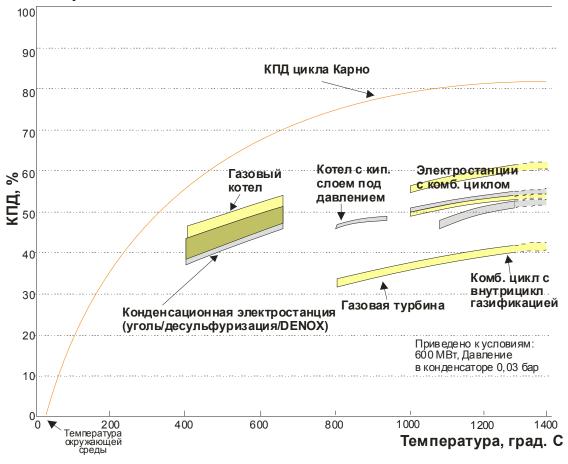


Рисунок 5. Идеальная тепловая эффективность (цикла Карно) в сравнении с достигнутыми в настоящее время эффективностями применяемых методов производства тепловой энергии

Основные экологические аспекты сжигания топлива

Сжигание органического топлива для получения электрической энергии и/или тепла, и в особенности электроэнергетика с ее огромными централизованными электростанциями, является одной из основ функционирования современного общества и европейской экономики. С другой стороны, топливосжигающие установки расходуют большое количество органического топлива различных видов и других природных ресурсов, преобразуя их в полезную энергию. Функционирование этих предприятий приводит к образованию разнообразных отходов и поступлению большого количества загрязняющих веществ во все природные среды. На рис. 6 схематически изображены материальные потоки на предприятии, использующем сжигание топлива для получения энергии, с учетом вспомогательных производственных процессов.

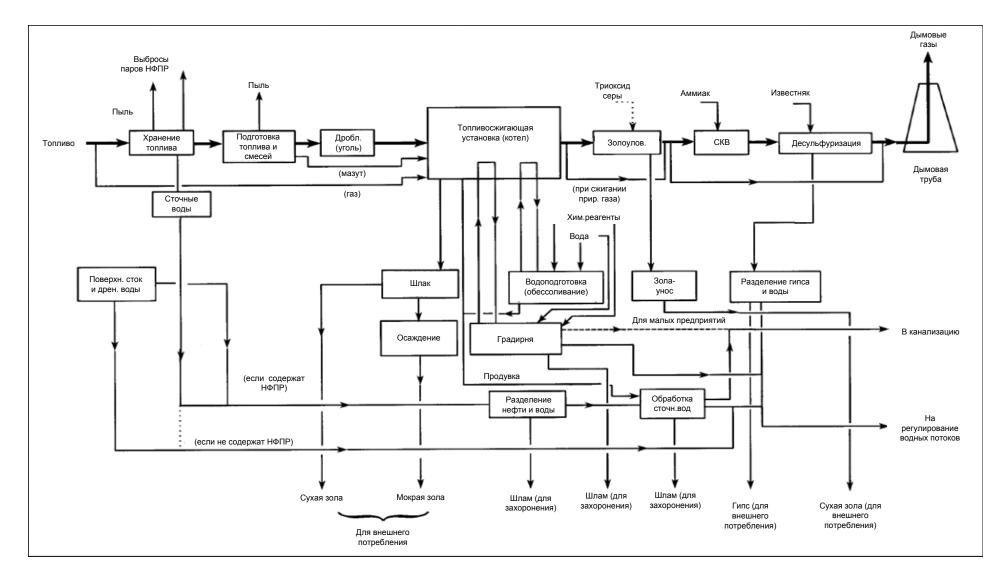


Рисунок 6. Обобщенная схема материальных потоков топливосжигающей установки и вспомогательных операций

Органические виды топлива в настоящее время являются самым распространенным источником энергии. Однако их сжигание приводит к воздействиям на окружающую среду в целом, которые в некоторых случаях оказываются весьма значительными. Процесс сжигания ведет к поступлению различных веществ в воздух, воду и почву, причем выбросы в атмосферу считаются одной глобальных экологических проблем. Данная глава содержит общую информацию об основных загрязняющих веществах, поступающих в окружающую среду. Перечень этих веществ, их источники и влияние на различные природные среды приведены в табл. 1.

Таблица 1. Потенциальные пути поступления загрязняющих веществ в окружаю-

шую	среду в	зависимости	от типа	источника	и вешества
щую	среду в	Jubileningerin	OI IIIII	nero mma	пвеществи

Источник	Вещества												
Атмосфера (А) Вода (В) Почва (П)	Твердые частицы	Оксиды серы	Оксиды азота	Оксиды углерода	Органические соедине- ния	Кислоты/щелочи/соли и т.д.	Соляная кисло- та/жидкая	Летучие органические соединения	Металлы и их соли	Хлор (в виде гипохлори- да)	Ртуть и/или кадмий	ПАУ	Диоксины
Хранение и транспортировка топлива	A				В			A					
Водоподго- товка	В								В		В		
Дымовые га- зы	A	A	A	A	A		A	A	A		A	A	A
Очистка ды- мовых газов	В				В				ВП		В		
Сток с пло- щадки, вклю- чая ливневые воды	В				В								
Очистка сточных вод	В				В	В							
Продувка систем охла- ждения Выбросы	В				В			A	В	В	В		
градирен								A					

Энергоэффективность

Два важнейших требования Директивы IPPC — рациональное использование природных ресурсов и эффективное использование энергии. Поэтому КПД, с которым энергия может быть и будет произведена, является наиболее важным показателем воздействия производственного процесса на окружающую среду. КПД важен не только как показатель эконом-

ного 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 СО₂. 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 могут применяться три типа системы охлаждения: непосредственное охлаждение морской или речной водой, охлаждение с влажными градирнями, и охлаждение с сухими градирнями. Дополнительная информация приведена в документе BREF «Промышленные системы охлаждения».

Эффективность и выбросы

Даже самые эффективные электростанции постоянно рассеивают значительное количество энергии, выделяющейся при сгорании топлива, в окружающей среде в форме сбросного тепла. Это тепло может рассеяться в атмосфере или водотоках с относительно небольшим ущербом для местной окружающей среды, но в любом случае каждая дополнительная единица тепла означает дополнительное количество CO₂, выброшенное в атмосферу при сжигании топлива. В настоящее время наиболее действенным способом повышения КПД производства энергии является как можно более полное использование произведенного

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 – эксергию сбросного тепла. Температура существенна в том случае, если это тепло предполагается использовать для обогрева, а эксергия – если тепло будет использовано для производства электроэнергии. Технические критерии зависят от характеристик конкретного предприятия.

Как правило, 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, может поставляться 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 CO_2 , 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 загрязняющих веществ. Тем не менее, лишь технически и экономически обоснованные меры по сокращению сбросного тепла и его утилизации позволят достичь как экономические, так и экологические цели.

Влияние централизованного теплоснабжения на качество атмосферного воздуха

В отношении установок центрального 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 могут заменить 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 должно также произойти сколько-нибудь заметного увеличения SO₂ и NO₂ в выбросах, 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 загрязняющих веществ, достигающих поверхности земли. В результате качество атмосферного воздуха в централизованно отапливаемых городах и деревнях гораздо лучше, чем там, где используются индивидуальные установки.

Одним из примеров преимуществ централизованного теплоснабжения в отношении энергоэффективности, снижения выбросов и улучшения состояния окружающей среды является динамика ситуации в Хельсинки (Финляндия). Здесь применение централизованного теплоснабжения началось в 1950-х годах и в настоящее время близко к насыщению — около 92 % всех зданий подключено к сети централизованного теплоснабжения. Частичная замена угля природным газом, имевшая место в течение последних 10 лет, также внесла вклад в уменьшение объемов выбросов. Результаты некоторых исследований указывают на рост потребления электроэнергии и эффективности систем энергоснабжения, а также значительное снижение удельных выбросов и наблюдаемых концентраций SO₂. На протяжении последних двух десятилетий в Хельсинки наблюдается мощная устойчивая тенденция снижения общего объема выбросов SO₂, а десять лет назад началось уменьшение общих выбросов NO₂.

Выбросы в атмосферу

Наиболее значимыми видами выбросов при сжигании органического топлива являются SO_2 , NO_X , CO, твердые частицы и парниковые газы, такие как CO_2 . Другие вещества, например тяжелые металлы, фтороводород, галоидные соединения, несгоревшие частицы углеводородов, неметановые летучие органические соединения (NMVOC) и диоксины выбрасываются в меньших количествах, однако могут оказывать значительное влияние на состояние окружающей среды из-за их токсичности или устойчивости. Выбросы летучей золы могут также включить твердые частицы с аэродинамическим диаметром менее 10 мкм, называемые PM_{10} . Вклад наиболее значимых видов выбросов от стационарных источников на топливосжигающих предприятиях в общие выбросы стран списка CORINAIR 90 приведен в табл. 2.

Таблица 2. Вклад выбросов различных видов топливосжигающих установок в общие выбросы в атмосферу в ЕС-15 на 2001 г. в соответствии с Европейским регистром выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 2001 (EPER) [7].

Источник	доля	доля в общих выбросах от энергоустановок, %									
	SO ₂	NO _x	NH ₃	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	PM ₁₀	Ндобщ	Диоксиды + фураны	NMVOC	СО
Топливосжигающие установки мощностью более 300 MBт	64.6	53.4	0.5	54.4	7.6	0.2	38.1	28.8	19.0	0.7	4.4
Топливосжигающие установки мощностью от 50 до 300 MBт	3.6	6.0	N1	5.0	21.0	0.2	2.1	2.6	0.2	0.7	2.8
Газовые турбины	0.9	3.6	0.03	5.5	0.4	0.3	0.1	N1	0.3	0.1	0.3
Стационарные двигатели	0.3	1.2	N1	0.1	N1	0.05	0.2	0.3	N1	0.1	0.03
Все энергоустановки	69.4	64.2	0.5	65.0	29.0	0.8	40.5	31.7	19.5	1.6	7.5
Примечание: N1 — по данной категории нет отче	етных	данны	X							•	

Оксиды серы

Выбросы оксидов серы являются результатом присутствия серы в топливе. Органическое топливо содержит серу в виде неорганических сульфидов или органических соединений. В частности, сера встречается в угле в виде пиритной серы, органической серы, солей серы и простой серы. Среди оксидов серы, образующихся в процессе сжигания, значительно преобладает ее диоксид (SO₂).

Говоря о твердых и жидких видах топлива, стоит отметить, что от 1 до 3 % серы также 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 $PM_{10}/PM_{2,5}$. Кроме того, в составе выбросов котлов, использующих мазут, может появляться «голубой дым». Считается, что это оптическое явление связано с образованием сульфатов (SO_2 плюс пыль) 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 может понадобиться удаление серы (или десульфиризация) из газообразного топлива.

Оксиды азота (NO_X)

Основные оксиды азота, образующиеся в процессе сжигания органических видов топлива, — моноксид азота (NO), диоксид азота (NO₂), и закись азота (I) (N₂O). Первые два соединения образуют смесь, которая называется NO_x и составляет более 90% всех выбросов NO крупных топливосжигающих установок.

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

- «термические» NO_x образуются в результате реакции между кислородом и азотом воздуха;
- «топливные» NO_х 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, как правило, значительно меньше по сравнению с образующимися другими способами.

Образование «термических» NO существенно зависит от температуры. Если горение может происходить 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 табл. 3.

Таблица 3. 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, NH₃), сходный с механизмом образования NO. Было установлено, что относительно низкие температуры горения (ниже 1000° C) приводят к увеличению выбросов N_2 O. При низкой температуре молекула N_2 O относительно стабильна, в то время как при высокой температуре образовавшийся N2O восстанавливается до N₂. 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 [8]. 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, облаками и аэрозолями. N2O разлагается в присутствии O3 и в результате получаются NO2 и NO3, являющиеся разновидностями NO_x.

Пыль и твердые частицы

Пыль, выбрасываемая в процессе горения угля, торфа и биомассы практически полностью образуется из минеральной фракции этих видов топлива. Незначительная часть этой пыли может состоять 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.

Сжигание природного газа не является значительным источником выброса пыли. С другой стороны, некоторые виды промышленных газов могут содержать 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.) [9].

Экологические проблемы могут быть вызваны частицами диаметром менее 2,5 мкм, т.к. они способны оставаться в атмосфере в течение дней и даже недель. Расстояние, на котороеони могут быть перенесены, 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 нм и особенно менее 2,5 нм могут преодолевать 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 весу) 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.

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, оксиды, хлориды) 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, как правило, обогащены рассматриваемыми элементами. Разделение тяжелых металлов в процессе сжигания угля показано на рис. 7.

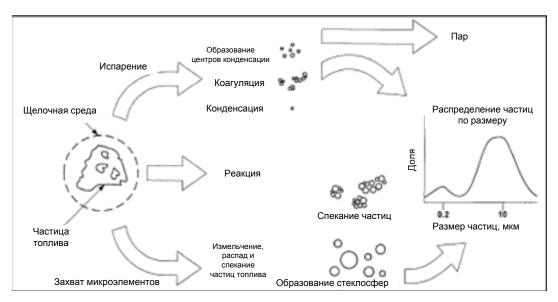


Рисунок 7. Разделение тяжелых металлов в процессе сжигания угля [10]

Содержание тяжелых металлов в угле, как правило, 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. В процессе сжигания угля частицы подвергаются сложным изменениям, которые ведут к испарению летучих элементов. Скорость испарения соединений тяжелых металлов зависит от свойств топлива (например, их концентрации в угле, доли неорганических соединений, таких как кальций) и характеристик применяемой технологии (например, типа котла, режима эксплуатации).

В табл. 4 приведены некоторые данные о выбросах тяжелых металлов в результате функционирования топливосжигающих установок для 15 стран — членов ЕС в 1990 г.

Таблица 4. Ежегодные выбросы тяжелых металлов в результате деятельности топливосжигающих установок в 15 странах-членах EC на 1990 год (в тоннах)

Источник	Топливо	As	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Zn
Всего:		575	203	1170	3040	245	4860	1930	11100
Стационарные источники (все 3 следующих сектора)		491,8	58.3	401	393	90.5	2860	901	1620
Сжигание в энергетиче-	Все виды топлива (всего)	276	19.4	196	107	44.4	1760	206	421
ской промышленности	бурый уголь	20.2	3.42	19.3	40.5	8.69	24	26.6	85
(включая электростанции общего пользования, ко-	каменный уголь	130	4.42	40	42.1	21.2	94.4	105	219
генерирующие предпри-	нефтепродукты	117	10.2	132	19.9	1.39	1560	30.3	32.5
ятия, установки централи- зованного теплоснабже- ния)	другие виды топлива	9.73	1.06	1.36	1.72	12.2	3.05	28.6	58.9
Сжигание в промышлен-	Все виды топлива (всего)	177	28.7	181	258	32.9	970	579	1030
ности (включая котлы,	бурый уголь	65.6	8.95	62.8	140	13.7	80.7	81.4	219
газовые турбины и ста-	каменный уголь	52.3	1.58	35.7	27.2	8.66	69.7	148	328
ционарные двигатели)	нефтепродукты	50.6	12	69.5	43.5	1.53	805	199	148
	другие виды топлива	8.72	6.07	12.7	46.9	8.94	14.8	151	333
Сжигание в коммерческом, жилом и прочих секторах (включая котлы, газовые турбины и стационарные двигатели)	Все виды топлива (всего)	37.8	10.1	24.2	28.6	13.4	130	116	174
	бурый уголь	2.02	0.483	0.89	0.325	4.2	15.5	21.5	0.284
	каменный уголь	23.4	1.39	10.9	16.3	3.3	38.4	43	33.9
	нефтепродукты	9.46	2.35	9	3.14	0.253	73	7.88	6.19
дионарные двигатели)	другие виды топлива	2.82	5.91	3.42	8.53	5.61	1.94	43.5	134

Данные получены из Списка инвентаризации выбросов тяжелых металлов и стойких органических загрязняющих веществ на территории Европы в 1990 г. [11]

Моноксид углерода (угарный газ)

Моноксид углерода (СО) всегда возникает в качестве промежуточного продукта горения, особенно при нестехиометрических условиях. На предприятиях стараются сократить до минимума образование СО, поскольку его наличие указывает на риск коррозии, неполное сгорание топлива, и, следовательно, на снижение КПД. Механизмы формирования СО, «термических» NO и летучих органических соединений (ЛОС) зависят от условий горения сходным образом [8].

Парниковые газы (диоксид углерода и другие)

С начала индустриализации энергетический баланс Земли изменяется в результате растущих выбросов антропогенных парниковых газов, в основном двуокиси углерода (CO_2) 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. В то же время наблюдается значительное повышение средней мировой температуры и концентрации CO_2 в атмосфере. Рисунки 8 и 9 иллюстрируют эти тенденции.

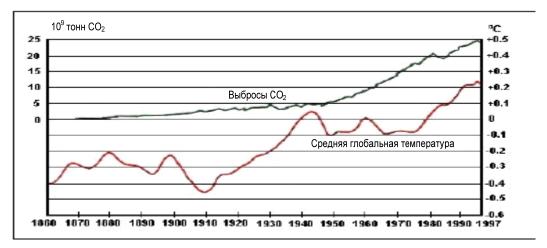


Рисунок 8. Средняя мировая температура и количество CO₂, выброшенного за последние 100 лет (1860-1997) [12]

_

¹ В период с 1856 по 1998 г. годичные отклонения от мировой и европейской температур, усредненных за 1961 — 1990 гг., указывают на возрастание на 0.3-0.6°С. 1998 год был рекордно теплым за период наблюдений, а 1997 год был самым теплым до него. Частично это произошло из-за эффекта Эль-Ниньо/Южного колебания в 1997/1998 гг., который также был самым сильным за период наблюдений (Центр Хадли/ Метеорологическая станция, 1998а). Это явление представляет собой циклические флуктуации температуры Тихого океана, приводящие к значительным изменениям характера тропических дождей и структуры ветров [11, EEA, 1999].

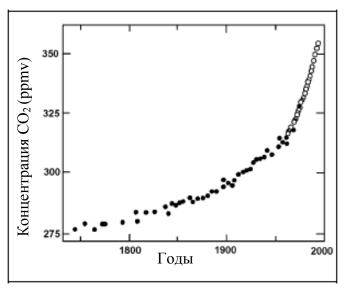


Рисунок 9. Динамика концентрации СО2 в атмосфере.

Считается, что возрастание глобальной температуры в результате увеличения концентрации парниковых газов в атмосфере изменит климат Земли, если выбросы этих газов (прежде всего, CO_2) не снизятся.

В результате функционирования крупных топливосжигающих предприятий в атмосферу поступает лишь несколько значимых парниковых газов —- это диоксид углерода (CO_2), метан (CH_4) и закись азота (N_2O). Диоксид углерода (CO_2), поступающий от крупных топливосжигающих заводов, составляет примерно 1/3 общего выброса CO_2 . В табл. 5 приведена оценка вклада парниковых газов в глобальное потепление (данные были получены из [13])

Таблица 5. Парниковые газы: изменения концентрации, вклад в глобальное потепление и основные источники

Газ	Увеличение концентрации в сравнении с 1750 годом	Вклад в гло- бальное потеп- ление ¹	Основные антропогенные источники [14]
CO ₂	30%	64%	Сжигание органического топлива (включая для производства энергии и транспорт)
			Сведение лесов и землепользование
			Производство цемента
N ₂ O	15%	6%	Использование удобрений
			Расчистка местности
			Производство адипиновой и азотной кислот
			Сжигание биомассы
			Сжигание органического топлива

Примечание:

 $^{^1}$ Для сравнения влияния различных газов обычно используется Потенциал глобального потепления (ПГП) относительно CO_2 . Для CO_2 он равен 1. ПГП учитывает поглощающую способность газа и время его жизни в атмосфере. ПГП должен всегда относиться к определенному периоду времени [14]. Примеры величины ПГП за столетний период: $CH_4 - 21$, 310 для N_2O и несколько тысяч для галогенпроизводных. Выбросы, оцениваемые с помощью ПГП называются CO_2 -эквивалентами.

Диоксид углерода (CO_2) является основным продуктом реакции горения всех видов органического топлива. Выбросы CO_2 напрямую связаны с содержанием углерода в топливе, причем газообразные виды топлива создают значительно меньшие выбросы CO_2 , 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% [8].

В табл. 6 приведены удельные выбросы ${\rm CO_2}$ при сжигании основных видов топлива на крупных предприятиях.

Таблица 6. Удельные выбросы CO₂ при сжигании основных видов топлива на крупных топливосжигающих предприятиях.

Топливо	Удельные выбросы СО2,
	(тонн СО ₂ /ТДж (г/кВтч))
Природный газ	55 (198)
Тяжелое нефтяное топливо	80 (288)
Легкое нефтяное топливо	77 (377)
Каменный уголь	95 (342)
Бурый уголь	110 (396)

На рис. 10. представлены удельные выбросы ${\rm CO_2}$, кг ${\rm CO_2}/{\rm MBr}$ ч энергии, произведенной на предприятиях различных типов.

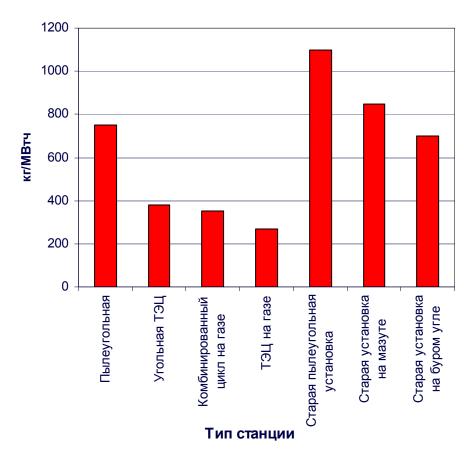


Рисунок 10. Удельные выбросы CO₂ (кг CO₂/MВтч произведенной энергии) для топливосжигающих предприятий различных типов [15]

Выбросы СО₂ в странах Европейского Союза снизились на 1% в период между 1990 и 1996 годами, хотя эта тенденция неодинакова для всех стран-членов ЕС. Определяющей является динамика снижения выбросов в Германии и Великобритании. Германии принадлежит наибольшая доля выбросов СО₂ среди стран ЕС, в 1995 г. — почти 30% от общеевропейского выброса. Между 1990 и 1996 гг. максимальное сокращение выбросов имело место в Германии, что связано с реструктуризацией экономики восточных земель. Существенное же снижение количества выбросов в Великобритании произошло, главным образом, в результате перехода с угля на природный газ [13]. В табл. 7 приведена информация о выбросах парниковых газов и количестве СО₂, удаленного/поглощенного из выбросов, в 15 странах-членах ЕС (ЕU-15). За более подробной информацией о выбросах парниковых газов в Европейском Союзе можно обратиться к Ежегодным отчетам Европейского Сообщества о парниковых газах за период с 1990 по 1996 гг. [13] (http://www.eea.eu.int/).

Таблица 7. Выбросы парниковых газов, их удаление/поглощение в 1996 году.

Страны	СО ₂ , млн. т.		СН4, тыс. т.	№, тыс. т.
	выбросы	удалено/поглощено		
Австрия	62	14	580	13
Бельгия	129	2	591	35
Дания	60	1	430	33
Финляндия	66	14	279	18
Франция	399	60	2844	174
Германия	910	30	4788	210
Греция	92	_	457	29
Ирландия	35	6	800	26
Италия	448	36	2516	162
Люксембург	7	0	24	1
Нидерланды	185	2	1179	72
Португалия	51	1	834	14
Испания	248	29	2370	90
Швеция	63	32	279	10
Великобритания	593	19	3712	189
Всего:	3347	249	21692	1076

Примечания: Значения за 1996 год не были доступны для таких стран, как Австрия, Дания, Франция, Италия, Португалия и Испания. Для этих стран была сделана предварительная оценка на основе данных за 1994 и 1995 гг. Выбросы CO_2 не скорректированы с учетом температуры или продаж электроэнергии. Некоторые страны-члены EC используют скорректированные оценки для более адекватного отображения ситуации в стране.

Хлористый водород

Крупные топливосжигающие предприятия, не использующие десульфиризацию 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 выбрасываются небольшие количества 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.

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 реагирует с водородом, образуя фтористый водород, а в присутствии влаги в окружающем воздухе образуется фтористоводородная (плавиковая) кислота. Замечено, что фтористый водород может выбрасываться при перетоках воздуха во вращающихся (регенеративных) теплообменниках и воздухоподогревателях.

Аммиак

Выбросы аммиака (NH_3) не являются результатом сжигания органического топлива, скорее 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 пыли или десульфуризации отходящего газа за установкой удаления NO_x «проскок аммиака» выбрасывается в атмосферу 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.

Летучие органические соединения (ЛОС)

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

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

Среди стойких органических соединений, которые могут выделяться при сжигании органического топлива, упоминаются 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 могут быть разрушены лишь под воздействием температуры, превышающей 1000° С. В связи с этим следует иметь ввиду, что ПХДБД и ПХДБФ присутствуют не только в отходящих газах, но также могут быть обнаружены 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 смеси². 2,3,7,8—тетрахлордибензодиоксин 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.

_

 $^{^2}$ Существует несколько систем ПТЭ, в которых значения коэффициентов для ПХДБД и ПХДБФ различаются. Однако на международном уровне, как правило, используется система НАТО-КВСО (Комитет НАТО по вызовам современному обществу).

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

ТЭ = Сумма (концентрация изомера * ПТЭ)

Помимо предприятий, сжигающих уголь, установки, использующие древесину, также рассматриваются как возможные источники выбросов. 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 (пентахорфенол, гамма-гексахлорциклогексан, ПХВ, NH₄Cl, 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 может приводить к значительным выбросам диоксинов [9].

Сбросы в водные объекты

Крупные топливосжигающие заводы являются и значительным источником загрязненных вод (охлаждающие и сточные воды), сбрасываемых в реки, озера и морскую среду. Эти стоки могут привести к проблемам в отношении качества воды водоемов, 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 очистки и эксплуатационных целей. Главные источники потоков загрязненных вод, возникающих на предприятиях, сжигающих органические виды топлива, можно разделить на следующие типы:



Рисунок 11. Виды сточных вод от крупного топливосжигающего предприятия.

Тепловой КПД цикла горения ограничен термодинамическими пределами цикла Карно, который является идеальным циклом горения. Это означает, что не вся энергия химических связей топлива может быть преобразована в механическую и далее в электрическую энергию. В результате значительная часть энергии, полученная в результате горения, будет передана окружающей среде как сбросное тепло. Многие топливосжигающие установки используют в качестве охлаждающей среды большие количества воды, которую они забирают из рек, озер, бассейнов подземных вод или морей.

Сбросное тепло передается (посредством использования таких охлаждающих технологий, как прямоточные устройства или влажные градирни) охлаждающей воде и далее водной среде. Воздействие на окружающую среду промышленного охлаждения и, в частности, методов охлаждения, используемых на крупных топливосжигающих предприятиях, описывается в специальном руководстве BREF, посвященном промышленным методам охлаждения.

Потоки сточных вод, описанные выше, могут содержать множество различных загрязняющих веществ. В табл. 8 приведены общепринятые характеристики, принимаемые во внимание при оценке качества сточных вод крупных топливосжигающих предприятий. Однако значимость каждого их этих параметров зависит от специализации конкретного предприятия и используемых там технологий, которые также определяют тип и количество загрязнителей, присутствующих в сточных водах до очистки.

Таблица 8. Список загрязняющих веществ, сбрасываемых в воду крупными топливосжигающими предприятиями

Характеристика	Характеристика*
pН	общий органический углерод
температура	общий N
цвет	общий Р
полная минерализация	Cd
общее содержание взвешенных веществ	Cr
БПК	Cu
ХПК	Hg
минеральные масла	Ni
свободный Cl	Pb
NH ₃	Zn
токсичность для рыб	Cl-
Sb	F-
As	ПАУ
Co	БЕЭК
Mn	
Ti	
V	
Sn	
CN	
S	
SO_3	
SO ₄	
экстрагируемые органические галогены	
Фенолы	
ПХДБД/ПХДБФ	

^{*} в соответствии с решением Комиссии по реализации EPER 2000/497/EC: отраслевой список для установок по сжиганию мощностью более 50 МВт, приведенный в проекте Руководства по реализации EPER (23/8/2000).

В силу своих химических, биологических и физических характеристик эти соединения могут оказывать значительное воздействие на водную среду. Эти вещества могут вызывать изменения в воде принимающего объекта, например, повышение кислотности или щелочности (изменение уровня рН), минерализации, уменьшение содержания кислорода и усиление интенсивности роста растений вследствие поступления дополнительного количества питательных веществ.

Например, вода от транспортировки шлака и золы имеет щелочной характер благодаря составу золы, тогда как вода от промывки котла является кислой. Сточные воды от влажной десульфуризации содержат соли, например, хлориды и сульфаты. Определенные концентрации солей, источником которых является морская вода, можно обнаружить в большинстве водных объектов прибрежной зоны. Однако стоки, образующиеся в результате деятельности промышленных предприятий, например энергогенерирующих установок, являются дополнительным источником солей. Этот эффект особенно значим, если воды сбрасываются непосредственно в реку или озеро.

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, могут быть разделены 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 десульфиризации топочных газов:

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

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.

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 происходит 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.

Отходы и побочные продукты десульфуризации дымовых газов: Органическое топливо, например, угль, торф и нефть содержат различные количества серы. Чтобы избежать значительных выбросов двуокиси серы в атмосферу, крупные топливосжигающие предприятия обычно оборудуются установками десульфиризации дымовых газов (ДС). Различные методы десульфиризации, используемые в настоящее время, приводят к образованию множества отходов и побочных продуктов. Мокрые известняковые скрубберы, например, 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 десульфиризации дымовых газов составляют большую часть отходов крупных топливосжигающих предприятий. Эти отходы частично захораниваются на полигонах, но могут и использоваться 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 десульфиризации, широко используется при изготовлении гипсокартонного листа и вносит существенный вклад в удовлетворение потребности в гипсе, хотя естественный гипс также играет определенную роль.

Помимо отходов, которые прямо связаны с процессом горения и производятся в больших количествах, меньшие количества отходов производятся в результате различных вспомогательных операций. Характерными примерами таких отходов являются:

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.

Выбросы при измельчении твердого топлива: Твердые виды топлива, такие как каменный и бурый уголь, как правило, 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 может быть размещен вместе с подовым шлаком.

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

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

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

Шлам, образующийся при очистке сточных вод: Шлам, производимый при очистке различных потоков сточных вод от крупных топливосжигающих предприятий.

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

Другие отходы: Другие отходы включают отходы, образующиеся в результате использования масел и аппаратуры, содержащей масла, оборудования, содержащего полихлорбифенилы, а также отходы от подготовки топлива (например, промывки угля).

Перечисленные отходы и побочные продукты, как связанные с процессом горения (например, зола) или десульфиризации, так и любые другие отходы, образующиеся при работе топливосжигающей установки, представляют потенциальную опасность для окружающей среды. Зола пылеугольного котла, например, содержит такие элементы, как кремний, алюминий, железо, кальций, магний, калий, натрий и титан. Кроме того, она содержит следовые концентрации таких элементов, как сурьма, мышьяк, барий, кадмий, хром, сталь, ртуть, селен, стронций, цинк и другие металлы.

Текущее законодательство ЕС расценивает многие из вышеупомянутых остатков, образующихся на топливосжигающих предприятиях, как отходы. Однако промышленность на протяжении многих десятилетий вкладывает значительные усилия в разработку способов минимизации остатков и/или их повторного использования в различных отраслях, например в производстве цемента и в строительстве, для того, чтобы снизить количества отходов, предназначенных для захоронения на полигонах.

Как подовый шлак, так и летучая зола, образующиеся в процессе горения угля, содержат различные элементы из породы, связанной с углем. Одной из наиболее характерных особенностей этих материалов является то, что они находятся в порошковом или спеченном состоянии, причем большинство элементов связано в стекловидной матрице. Благодаря этому национальные и международные списки отходов определяют их как инертные, неактивные или неопасное отходы (например, неопасные отходы в Европейском списке отходов — решение 2001/118/; включены в «зеленый» список, утвержденный Решением С (92) 39/final Организации экономического сотрудничества и развития).

Также хорошо известно, что некоторые побочные продукты имеют важное коммерческое значение. Примером может служить гипс от установок десульфиризации, который имеет большое значение для рынка гипса и является важнейшим сырьем для производства гип-

сокартона. Эти усилия промышленности помогают снизить воздействия, затрагивающие несколько природных сред, а также риск экологического ущерба. Однако проблема отходов крупных топливосжигающих предприятий, их классификации, способов размещения или использования будет играть важную роль при выдаче разрешений и в будущем.

Шумовое воздействие

Шум и вибрации являются проблемами, характерными для крупных топливосжигающих предприятий, особенно при использовании газовых турбин. Шум, попадающий в окружающую среду при функционировании установки, — фактор, вызвавший множество жалоб в прошлом. Поэтому необходимо предоставить некоторую информацию о причинах шума и вибрации, подходах к их предотвращению и минимизации.

Наиболее значимыми источниками шума являются процессы транспортировки и погрузки топлива, отходов и побочных продуктов; использование крупных насосов и вентиляторов; предохранительные клапаны; системы охлаждения; и, разумеется, котлы, паровые и газовые турбины или стационарные двигатели. Шум и вибрация могут быть измерены различными способами. Конкретная методика зависит от особенностей промышленной площадки, частоты звука и местонахождения населенных пунктов (чувствительных рецепторов).

Современные технологии позволяют разрабатывать энергоустановки с низкими уровням шума и вибрации. Хорошее техническое обслуживание может предотвратить шум, возникающий в результате разбалансировки такого оборудования, как вентиляторы и насосы. Соединения между оборудованием также могут быть организованы таким образом, чтобы предотвращать или минимизировать распространение шума.

Зона воздействия шума, производимого топливосжигающим предприятием, относительно невелика. Наиболее частая проблема, особенно в ночное время, — шум, доставляющий дискомфорт людям, живущим вблизи предприятия.

Выбросы радиоактивных веществ

Согласно Статье 2.1 Директивы IPPC, естественные радиоактивные вещества не являются предметом Директивы. Однако техническая рабочая группа по крупным топливосжигающим предприятиям решила включить в общую часть настоящего руководства некоторые сведения о выбросах естественных радиоактивных веществ, высвобождаемых в результате сжигания органического топлива.

Тем не менее, выбросы радиоактивных веществ, присутствующих в большинстве типов органического топлива, не рассматриваются как ключевая экологическая проблема в контексте обмена информацией по НДМ (наилучшим доступным методам) для крупных топливосжигающих предприятий, и не будут описываться в последующих разделах. В последние годы в европейском обществе (особенно среди людей, живущих вблизи крупных топливосжигающих предприятий) возросла обеспокоенность в отношении радиоактивных выбросов при использовании органического топлива, в частности, при сжигании больших количеств угля. Однако на практике было обнаружено, что выбросы в атмосферу радиоактивных веществ от конкретной электростанции или дымовой трубы близки к уровню, неопределимому по сравнению с естественным фоновым излучением.

Причина этого состоит в том, что после сгорания каменного угля, бурого угля или торфа большинство радиоактивных веществ остается в золе. Изучение радиоактивности твердых материалов, проходящих через электростанцию, показало, что в золе остается более 90 % радиоактивности угля. Лишь малая доля исходной радиоактивности может быть обнаружена в продуктах десульфуризации дымового газа, например в гипсе. Концентрация радионуклидов в золе определяется концентрацией радионуклида в угле, зольностью угля и условиями на электростанции. В зависимости от зольности угля концентрации естественных радиоактивных изотопов в летучей золе превышают соответствующие концентрации в угле в 2 – 15 раз. Международные исследования показали, что радиоактивность летучей

золы, произведенной при сжигании угля, находится в промежутке между 60 и 1000 Бк/кг. Средние значения находятся в диапазоне между 90 и 180 Бк/кг с максимумом в 1000 Бк/кг для ряда урана, и от 70 до 150 Бк/кг с максимумом в 290 Бк/кг для ряда тория.

Зола торфа используется при захоронении отходов, формировании искусственного ландшафта, изготовлении бетона, а также в качестве наполнителя при строительстве дорог. Она может также размещаться на свалках или в виде насыпей. Дозы радиоактивного облучения при транспортировке и использовании торфяной золы были оценены с помощью индекса активности. Концентрации радионуклидов торфяной золе в 20 — 25 раз выше, чем в исходном торфе. Концентрации радия и тория примерно такие же, как в почве и камнях. Концентрация урана (до 1000 Бк/кг) в среднем приблизительно в 25 раз выше, чем в песке и гравии.

Некоторые средние значения, характеризующие содержания радионуклидов в почве, угле и торфе, а также обогащение радиоактивными веществами отходов горения представлены в табл. 9.

Таблица 9. Средние значения содержания радионуклидов в почве, угле, торфе, и остатках их сжигания [16]

		Уголь			Торф			
Нуклид	уклид Почва		зола	после элек- трофильтра	торф	зола	после элек- трофильтра	
U-234	28	22	120	250	13	220	210	
Ra-226	26	14	106	170	11		220 ^{N5}	
Pb- 120 ^{N1}		17	170	350	30 ^{N5}		2200 ^{N5}	
Po- 210 ^{N1}			260 ^{N4}	470	47	2600	7300	
U-235 ^{N2}	1.64	0.9	4.3	10	0.55^{N5}		9 ^{N5}	
Th-232	29	15	80	110	2.7	53	47	
Ra- 228 ^{N3}		13	76	130	5.3 ^{N5}		130 ^{N5}	
Th-228		14	76	120	5.6 ^{N5}		140 ^{N5}	
K-40	80-800	40	270	270	28 ^{N5}		380 ^{N6}	

Примечания:

N1 в равновесии с U-138

N2~0.72%~U-238 по массе, 4.6% по активности

N3 в равновесии с Th-232

N4 только 2 измерения

N5 только 1 измерение

N6 в частицах менее 1.3 нм

Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов для сжигания топлива

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

В этом разделе рассматриваются методы, которые применяются при определении наилучших доступных методов (НДМ) для предотвращения или уменьшения выбросов от сжигания газообразных видов топлива и увеличения тепловой эффективности. Все они в настоящее время экономически возможны. В данном материале они описаны в общих чертах, но детальные описания для большинства методов представлены в главе 3 BREF, а для некоторых методов в разделе 7.2 BREF подробно описаны примеры их экологической эффективности при реальном применении в практике. В принципе, методы, описанные в главе 3, относятся в большей степени к сжиганию газообразного топлива и также должны быть рассмотрены как методы, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов.

Методы обращения и транспортировки газообразного топлива и жидких добавок

Таблица 10. Методы обращения и транспортировки газообразного топлива и жидких добавок

Метод	Экологиче-	Применимо	ОСТЬ	Эксплуа-	Эффект	Эконо-	Примеча-
	ский эф- фект	на новом предпри- ятии	модернизация существующего оборудования	тацион- ный опыт	для других сред	миче- ский эф- фект	ния
Использование турбин для утилизации внутренней энергии давления газа, подводимого по газопроводам Предварительный нагрев	более эф- фективное использова- ние энергии	ОНЖОМЕОВ	возможно	высокий	отсутству-ет	нет дан- ных	
горючего газа за счет тепла отходящих газов							
Регулярные проверки газоперекачивающего оборудования и трубопроводов	снижение риска воз- никновения пожара						
Гидроизоляция поверхности с дренажной системой (с маслоловушками для предотвращения загрязнения воды и почвы, вызванного разливом нефти)	предотвра- щение за- грязнения почвы и подземных вод	возможно	возможно	высокий	отсутству-ет	затраты на очист- ку сточ- ных вод	собранные дренажные воды долж- ны очищать- ся в систе- мах прудов- отстойников
При применении реакции селективного катализа хранение аммиака в виде его водного раствора	более высокая степень безопасности	возможно	возможно	высокий	меньше риск по сравнению с хранени-ем в сжиженном виде	нет дан- ных	

Методы повышения эффективности работы котлов и турбин на газообразном топливе

Таблица 11. Методы повышения эффективности работы котлов и турбин, работающих на газообразном топливе

Метод	Экологиче-	Применим	ость	Экс-	Эффект	Эконо-	Примечания		
	ский эффект	на новом предпри- ятии	модернизация существующе- го оборудова- ния	плуата- ционный опыт	для других сред	миче- ский эффект			
Процесс сжигания топлива									
Когенерация тепла и электроэнергии	повышение эффективности использования топлива	возможно	ограниченно	высокий					
Предварительный нагрев горючего газа за счет тепла отходящих газов	более эффективное использование энергии	возможно	возможно	высокий	отсутст-	нет данных			
Использование новых материалов для достижения более высоких рабочих температур и, тем самым, повышения эффективности паровых турбин	повышение эф- фективности	возможно	невозможно	апробируется на новых предприятиях	отсутст- вует	нет данных	использование новых материалов делает возможным использование более высоких температур и давлений		
Промежуточный перегрев пара	повышение эф- фективности	возможно	очень сильно ограничено	апробируется в основном на новых предприятиях	отсутст-	нет данных			
Регенеративный нагрев питательной воды	повышение эф- фективности	возможно	невозможно		отсутст- вует	нет данных			

Метод	Экологиче-	Применим	ость	Экс-	Эффект	Эконо-	Примечания
	ский эффект	на новом предпри- ятии	модернизация существующе- го оборудова- ния	плуата- ционный опыт	для других сред	миче- ский эффект	
Усовершенствованный компьютерный контроль за условиями горения и состоянием котла	повышение эф- фективности	возможно	ограничено	высокий	отсутст-	нет данных	
Аккумуляция тепла (хранение тепла)		возможно	возможно			нет данных	увеличение объема энергии, производимой когенерационной установкой
Предварительный на- грев воздуха горения	увеличение эф- фективности	возможно	возможно	высокий	высокий уровень	нет данных	если воздух нагревать до температуры выше 150 °C, выброс NO _x увеличивается
Газовые турбины							
Использование новых компьютеризированных систем контроля для газовых турбин и котлов-утилизаторов	увеличение эффективности котла	возможно	возможно	высокий	отсутст-	зависит от пред- приятия	
Использование новых материалов для достижения более высоких рабочих температур и давления и, тем самым, повышения эффективности работы турбин	увеличение эф- фективности	возможно	не возможно	апробируется на новых предприятиях	отсутст- вует	нет данных	Использование новых материалов делает возможным использование более высоких температур и давлений

Методы предотвращения и контроля выбросов NO_x и CO

Таблица 12. Методы предотвращения и контроля выбросов \mathbf{NO}_{x} и \mathbf{CO}

Метод	Экологиче-	Применимос	сть	Экс-	Эффект	Экономи-	Примечания
	ский эффект	на новом предпри- ятии	модернизация существующе- го оборудова- ния	плуата- ционный опыт	для других сред	ческий эф- фект	
Газовый котел							
Низкие избыт- ки воздуха	снижение вы- бросов NO _x и CO, повышение эффективности	возможно	возможно	высокий		зависит от предприятия	
Рециркуляция дымовых газов	снижение вы- бросов NO _x	возможно	возможно	высокий		зависит от предприятия	
Горелка со сниженным выбросом NO _x для газовых котлов	снижение выбросов NO _x	возможно	возможно	высокий			наиболее старые предприятия могут столкнуться с про- блемой в отноше- нии длины факела современных низко- эмиссионных горе- лок
Селективная каталитическая очистка	снижение выбросов NO _x	возможно	возможно	высокий	проскок аммиака	зависит от предприятия	
Газовые турбини	ol .		•	•	•	•	
Впрыск пара	снижение вы- бросов NO _x	_	возможно	высокий			
Впрыск воды	снижение вы- бросов NO _x	_	возможно	высокий		таблица 7.2 BREF	

Метод	Экологиче-	Применимост	ГЬ	Экс-	Эффект	Экономи-	Примечания
	ский эффект	на новом предпри- ятии	оедпри- существующе-		для других сред	ческий эф- фект	
Камера предварительного смешения с пониженным выбросом NO _x	снижение выбросов NO _x	стандартное	в зависимости от газовой тур- бины	высокий		таблица 7.2 BREF	На сегодняшний день почти все новые промышленные газовые турбины оборудованы системами снижения выброса NOx. В случаях, когда возможна реконструкция старых турбин, затраты могут быть очень высоки и составлять до 50% затрат на новую турбину
Селективная каталитическая очистка	снижение вы- бросов NO _x	возможно	возможно	высокий	проскок аммиака	таблица 7.2 BREF	зависит от конкретной ситуации
Каталитиче- ское окисление СО	снижение выбросов СО (перевод в форму СО ₂)	возможно	возможно	высокий			зависит от конкретной ситуации
Процесс снижения выброса NO_x для газовых турбин (SCONOx)	снижение выбросов NO _x , CO, летучих органических соединений, не содержащих метан	возможно	возможно	низкий	без про- скока аммиака	таблица 7.2 BREF	очень низкая концентрация NO _x , вплоть до 4 мг/Нм ³

Метод	Экологиче- ский эффект	Применимо	сть	Экс-	Эффект	Экономи-	Примечания
		на новом предпри- ятии	модернизация существующе- го оборудова- ния	плуата- ционный опыт	для других сред	ческий эф- фект	
Каталитиче-ское сжигание	снижение выбросов NO _x	возможно		нет	без про- скока аммиака	таблица 7.2 BREF	Многообещающая технология каталитического сжигания только начинает внедряться в коммерческих проектах в США. Информация, представленная производителями, не полностью основывается на практических испытаниях. Наблюдаются очень низкие выбросы NOx, до 5-6 мг/Нм ³ .

Таблица 13. Методы предотвращения и контроля выбросов NO_x и CO

Метод	Экологиче-	Применимост	Ъ	Эксплуа-	Эффект	Экономи-	Примечания			
	ский эффект	на новом предпри- ятии	модернизация существующего оборудования	тацион- ный опыт	для дру- гих сред	ческий эффект				
Стационарны	Стационарные газовые двигатели									
Селектив- ная катали- тическая очистка	снижение выбросов NO _x	возможно	возможно	высокий	проскок аммиака	таблица 7.2 BREF				
Концепция сжигания обедненной смеси	снижение выбросов NO _x	возможно	невозможно	высокий			Двигатели с искровым зажиганием на обедненной смеси и двухтопливные газовые двигатели часто оснащены окислительным катализатором, в основном, для удаления СО. Выброс летучих органических соединений от таких двигателей зависит от состава природного газа.			

Методы предотвращения и контроля загрязнения вод

Таблица 14. Методы предотвращения и контроля загрязнения вод

Метод	Экологи-	Применимос	сть	Эксплуатаци-	Эффект	Экономиче-	Примеча-
	ческий эффект	на новом предпри- ятии	смена су- ществую- щей техно- логии	онный опыт	для других сред	ский эффект	ния
Регенерация ионообмен	нных фильтро	ов ХВО и БОУ	,				
Нейтрализация и отстаивание	сокращение сбросов сточных вод	возможно	возможно	высокий	шлам, нуж- дающийся в осушении перед захо- ронением	зависит от предприятия	
Предварительная очист	гка						
Нейтрализация		только в слу среды	чае щелочной	высокий		зависит от предприятия	
Обмывка котлов, газов	ых турбин, во	оздушных под	огревателей и з	лектрофильтров	1	1	
Нейтрализация и замкнутый водооборотный цикл, или замещение методом сухой очистки там, где это технически возможно	сокращение сбросов сточных вод	возможно	возможно	высокий		зависит от предприятия	
Ливневые стоки							
Отстаивание или хи- мическая очистка и повторное использо- вание на предприятии	сокращение сбросов сточных вод	возможно	возможно	высокий		зависит от предприятия	

Методы, рассматриваемые при выборе НДМ для прибрежных установок

Таблица 15. Методы, рассматриваемые при выборе НДМ для прибрежных установок

Метод	Экологический	Применимо	сть	Эксплуа-	Эффект	Эко-	Примечания
	эффект	на новом предпри- ятии	модерни- зация су- ществую- щего обо- рудования	тацион- ный опыт	для дру- гих сред	номи- ческий эффект	
Когенерация тепла и энергии	повышение эффективности	ВОЗМОЖНО В СТОРИТЕТИТЕТИТЕТИТЕТИТЕТИТЕТИТЕТИТЕТИТЕТИТЕ	ограничено	ограничено			Одновременное производство тепла и энергии подходит для установок, расположенных на прибрежных платформах, но должно быть достаточно пространства и необходимо принять во внимание дополнительный вес
Интеграция мощностей от нескольких площадок или платформ	лучшее использование энергогенерирующего оборудования и, в результате, сокращение выбросов	места размещения при- брежной платформы и		ограничено		Высо- кие ин- вести- цион- ные затраты	более подробная информация представлена в примере 7.2.4.2 BREF
Оптимизация энергопотребления оборудования	уменьшение потребления энергии означает уменьшение выбросов	возможно	возможно	высокий			

Метод	Экологический эффект	Применимо	сть	Эксплуа-	Эффект	Эко-	Примечания
		на новом предпри- ятии	модерни- зация су- ществую- щего обо- рудования	тацион- ный опыт	для дру- гих сред	номи- ческий эффект	
Параметрическое моделирование	оптимизация ра- боты турбины и, следовательно, сокращение вы- бросов	возможно	ОНЖОМЕОВ	высокий			
Впрыск пара	снижение выбро- сов NO _x	возможно	возможно				Вода должна соответствовать по качеству, по
Впрыск воды	снижение выбро- сов NO _x	возможно	ОНЖОМЕОВ				крайней мере, воде для подпитки котла высокого давления. Такие качество и количество обычно труднодоступны на прибрежных сооружениях
Газовая турбина с пониженным выбросом NO_x	снижение выбро- сов NO _x	возможно	возможно				
Параметрическая система мониторинга выбросов	совершенствование системы мониторинга выбросов	возможно	возможно	высокий			

Метод	Экологический	Применимость		Эксплуа-	Эффект	Эко-	Примечания
	эффект	на новом предпри- ятии	модерни- зация су- ществую- щего обо- рудования	тацион- ный опыт	для дру- гих сред	номи- ческий эффект	
Камера предварительного смешения с пониженным выбросом NO _x	снижение выбро- сов NO _x	стандарт- ный метод для новых газовых турбин	возможно, доступно в качестве проекта модерниза- ции, но не для всех типов тур- бин	Камера су- хого сжи- гания со сниженным выбросом NO _x до сих пор не применяет- ся доста- точно часто на газовых турбинах, установ- ленных на прибреж- ных плат- формах			Камеры предварительного смешения с пониженным выбросом NO _x чаще находят себе применение в стационарных двигателях. Это происходит из-за того, что 44% энергогенерирующих газовых турбин, установленных на морских платформах, работают на двух видах топлива. Турбины с предварительным смесеобразованием на жидком топливе еще недостаточно апробированы и поэтому пока неприме-
Концепция сжигания обедненной смеси	снижение выбро- сов NO _x	возможно	невозмож-	высокий			нимы.

Метод	Экологический	Применимо	СТЬ	Эксплуа-	Эффект	Эко-	Примечания
	эффект	на новом предпри- ятии	модерни- зация су- ществую- щего обо- рудования	тацион- ный опыт	для дру- гих сред	номи- ческий эффект	
Селективная каталитическая очистка	снижение выбро- сов NO _x				проскок аммиака	зависит от пред- при- ятия	В настоящее время из-за веса и габаритов такой системы, а также проблем, связанных со здоровьем и безопасностью, возникающих в связи с хранением и транспортировкой аммиака на прибрежных платформах, этот метод еще не применялся и не признан применимым в отношении прибрежных установок сжигания
Цикл Ченга с впрыском пара	одновременное снижение выбросов NO_x и увеличение эффективности	возможно					

Наилучшие доступные методы для сжигания газообразных топлив

Представленные в этом документе методы и связанные с ними выбросы и/или уровни потребления, или диапазоны уровней были идентифицированы через поэтапный процесс, включающий следующие шаги:

- идентификация ключевых экологических проблем энергетического сектора: выбросы в атмосферу и сбросы, термический к.п.д. и отходы процесса сжигания;
- изучение методов, наилучших для решения этих ключевых проблем;
- идентификация лучших уровней экологической результативности на основе доступных данных в Европейском Союзе и во всем мире;
- изучение условий, при которых эти уровни результативности были достигнуты, таких как затраты, местные условия, главные побуждающие мотивы при внедрении этого метода;
- выбор наилучших доступных методов (НДМ) и связанных с ними выбросов и/или уровней потребления для этого сектора в общем смысле согласно Статье 2 (EEA (1999) "Greenhouse Gases and Climate Change") и Приложению IV Директивы.

В каждом из этих шагов и в выборе формы, в которой информация представлена, ключевую роль сыграли результаты обсуждения европейским Бюро IPPC и соответствующей Технической Рабочей Группой.

На основе полученной оценки в этой главе представлены методы, и, насколько возможно, выбросы и уровни потребления, связанные с использованием НДМ, 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 может быть достигнута при применении описанных методов в этой отрасли промышленности, имея в виду баланс стоимости и преимуществ НДМ. 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 могут рассматриваться как приемлемые в качестве НДМ для энергетики в целом. Однако эти же уровни могут рассматриваться как оправданные в других конкретных случаях, когда существуют особенные побуждающие мотивы.

Описанное выше понятие «уровней, связанных с использованием НДМ» нужно отличать от термина «достижимый уровень», также используемого в этом документе. Там, где уровень описан как «достижимый» для определенного метода или комбинации методов, это означает, что этот уровень может быть достигнут за достаточный период времени при правильном обслуживании установки, использующей эти методы.

Где это было доступно, вместе с описанием методов, представленных в предыдущей главе, приведены данные по затратам. Они дают грубую оценку величины затрат. Фактическая стоимость применения метода будет сильно зависеть от местных условий, например, налогов, стоимости рабочей силы, технических характеристик установки. Учесть в этом документе такие местные условия полностью невозможно. При отсутствии данных относительно затрат заключения по экономической жизнеспособности методов приняты из данных по существующим установкам.

Главное предназначение этой главы по НДМ — стать опорной точкой для оценки эффективности существующей установки или предложений по новой установке. Предполагается, что новые сооружения могут быть разработаны так, чтобы соответствовать или превосходить

общие уровни НДМ, представленные здесь. Также предполагается, что существующие сооружения могут двигаться к общим уровням НДМ или добиваться большего успеха, учитывая в то же время техническую и экономическую применимость методов в каждом конкретном случае.

В то время как BREF не устанавливает юридически обязательные стандарты, он предназначен, чтобы дать информацию руководителям промышленности государств-членов ЕС и общественности о достижимом уровне выбросов и потребления при использовании указанных методов. Соответствующие значения уровней для любого конкретного случая будут нуждаться в дополнительном исследовании, принимая во внимание цели Директивы IPPC и местные условия.

Обращение с газообразным топливом и добавками и их транспортировка

НДМ для предотвращения выбросов, образуемых в процессе обращения и транспортировки газообразных топлив, приведены в итоговой таблице 16.

Таблица 16. НДМ для обращения и транспортировки газообразных топлив

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

Тепловая эффективность газовых топливосжигающих установок

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. Вторичные мероприятия по поглощению CO_2 , описанные в Приложении 10.2 BREF, находятся в ранней стадии развития. Эти методы могут стать доступны в будущем, но пока их все же нельзя рассматривать как НДМ.

Энергетическую эффективность электростанции характеризуют количественно 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 рабочая калорийность.

Для газовых топливосжигающих установок применение газотурбинных комбинированных циклов и когенерации тепла и мощности (КТЭ) — технически самые результативные средства увеличения энергетической эффективности систем выработки энергии. Поэтому газотурбинные комбинированные циклы и когенерацию рассматривают в первую очередь как НДМ, когда местный спрос на тепло достаточно высок, чтобы гарантировать строительство таких систем. Использование современной компьютерной системы управления для достижения вы-

сокой эффективности работы котла с улучшенным топочным режимом, которая поддерживает и сокращение выбросов, также рассматривают как НДМ.

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

Электростанции с газовыми двигателями могут использоваться для децентрализованного теплоснабжения и производства электроэнергии, а также для работы в базовой нагрузке. Уровень КПД, связанный с НДМ, составляет 60-70 % при выработке пара низкого давления. При дожигании (то есть, когда дымовые газы газового двигателя используются как основной воздух горения в котле-утилизаторе) может быть произведено с высокой эффективностью большое количество пара низкого или высокого давления. При производстве горячей воды (с температурами на выходе обычно в диапазоне 80-120°С) полная эффективность до 90 % может рассматриваться как НДМ, хотя она сильно зависит от доли используемой энергии охлаждающей воды. Горячая вода до 200°С может быть произведена, 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 СО₂). Энергетическая эффективность (на зажимах генератора) НДМ составляет приблизительно 40-45 % (в зависимости от мощности) при низкой калорийности топлива.

Для повышения тепловой эффективности существующих энергоустановок могут быть применены множество методов модификации и реконструкции. Технические решения, описанные в разделе 2.7.8 BREF, представляют собой часть вариантов НДМ для улучшения эффективности существующих энергоустановок. Применяя эти методы и мероприятия, внесенные в список в разделе «Методы повышения эффективности работы котлов и турбин на газообразном топливе», такие как промежуточный перегрев пара, и используя наиболее совершенные высокотемпературные материалы для газовых турбин и котлов, могут быть достигнуты уровни энергетической эффективности, связанные с использованием НДМ, приведенные в итоговой таблице 17.

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

- 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.

Мнения представителей промышленности о мерах изменения эффективности парогазовых комбинированных циклов разделились, потому что предложенные меры будут давать незна-

чительное увеличение полной эффективности комбинированного цикла. Необходимо отметить, что повышение эффективности газовой турбины может привести к уменьшению эффективности парового цикла. Следовательно, повышение эффективности полного цикла будет меньше, чем повышение эффективности газовой турбины. Основываясь на таких рассуждениях, представители промышленности высказывают мнение, что предложенные меры не должны включаться в заключительный проект BREF для крупных топливосжигающих установок.

Таблица 17. Эффективность газовых топливосжигающих установок, связанных с использованием НДМ

TD.	n ::			
Тип энергоус- тановки	Электрическая ность, %	эффектив-	Энергоэффек- тивность, %	Примечания
	Новые энер- гоустановки	Существую- щие энерго- установки	Новые и су- ществующие энергоуста- новки	
Газовые турбины	[
Газовые турби- ны	36 — 40	32 — 35	-	
Газовые двигател	ІИ			
Газовый двига- тель	38 — 45			
Газовый двигатель с котломутилизатором 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 цик				
Комбинированный цикл с (или без) дополнительного сжигания топлива для выработки только электроэнергии	54 — 58	50 — 54		

Тип энергоус- тановки	Электрическая ность, %	эффектив-	Энергоэффективность, %	Примечания
	Новые энер- гоустановки	Существую- щие энерго- установки	Новые и су- ществующие энергоуста- новки	
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 электроэнер-
Комбинированный цикл с дополнительным сжиганием в установке когенерации	< 40	< 35	75 — 85	гию и тепло. Используя парогазовый цикл в КТЭ, энергетическая эффективность учитывает значение электрической эффективности и они должны всегда рассматриваться совместно для достижения наилучшей полной эксергетической эффективности.

Необходимо помнить, что эти уровни НДМ достижимы не в любых условиях. Наивысшие значения энергетической эффективности достигаются в проектных условиях. Фактическая эффективность в течение эксплуатационного периода может быть 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.

Выбросы пыли и SO₂ от газовых топливосжигающих установок

Для газовых топливосжигающих установок, использующих в качестве топлива природный газ, выбросы пыли и SO_2 очень низки. Обычные уровни выбросов (без применения любых дополнительных технических мероприятий) пыли значительно ниже 5 мг/ Hm^3 , SO_2 — ниже 10 мг/Hm^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 НДМ для уменьшения выбросов пыли и SO_2 , которые, кроме прочего, могут повредить газовые турбины или двигатели. Как упомянуто в BREF для заводов по переработке нефти и газа, НДМ, ограничивающий содержание H_2S в газе до 20-150 мг/ Hm^3 , приводит к выбросам с содержанием 5-20 мг SO_2/Hm^3 . Такой газ не приводит к выбросам твердых частиц.

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 НДМ. 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 НДМ. 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 нескольких газовых турбинах и газовых двигателях, работающих в Европе, Японии и США, для уменьшения выбросов NO_x применен метод селективного каталитического восстановления (СКВ). Считают, что НГПС и впрыск воды и пара, СКВ могут быть частью НДМ. Для новых газовых турбин применение НГПС рассматривается как обычное решение, однако дополнительное применение СКВ, как правило, необязательно. Для дополнительного снижения NO_X СКВ может быть применено там, где местные стандарты качества воздуха требуют большего снижения выбросов NO_x по сравнению с уровнями, приведенными в таблице 18 (например, при размещении энергоустановки в плотно населенных городских районах).

Для существующих газовых турбин впрыск воды и пара или замена горелок на НГПС является НДМ. 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 кВтч.

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 b) 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 — НДМ, 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 НДМ. Чтобы уменьшать выбросы СО, применяются катализаторы окисления — НДМ со связанными уровнями выбросов при сжигании природного газа, приведенными в Таблице 19. В случае сжигания другого газообразного топлива, например, биогаза или газов полигонов твердых бытовых отходов, уровень выбросов СО может быть выше из-за специфики топлива.

Выбросы летучих органических соединений (ЛОС) от газовых двигателей с искровым зажиганием на обедненных смесях, двухтопливных двигателей зависят от состава природного газа. В некоторых случаях могут быть необходимы вторичные методы сокращения выбросов

ЛОС, для одновременного снижения выбросов СО и ЛОС можно применять катализатор окисления. Выбросы СО ниже $100~{\rm Mr/Hm^3}~(15\%~{\rm O_2})$ и выбросы формальдегида ниже $23~{\rm Mr/Hm^3}~(15\%~{\rm O_2})$ рассматривают как НДМ для газового двигателя, оборудованного катализатором окисления.

НДМ для минимизации выбросов CO — 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 CO будут ниже 100 мг/ Hm^3 . Дополнительное применение катализатора окисления может быть рассмотрено как НДМ, когда установка используется в плотно населенных городских районах.

НДМ для предупреждения и контроля выбросов NO_x и CO и связанные уровни выбросов приведены в таблицах 19 и 20. Дымовые газы от газовых турбин и газовых двигателей содержат обычно около 11-16 об. % O_2 , и поэтому уровни выбросов, связанные с использованием НДМ для турбин и двигателей пересчитаны на содержание O_2 15 об. % и стандартные условия. Для газовых котлов данные приведены для содержания O_2 3 об. %. Связанные уровни выбросов базируются на среднесуточных значениях при стандартных условиях и представляют собой типичные значения. При пиковых нагрузках, в периоды пусков и остановок, а также при неполадках в системах очистки дымовых газов кратковременно могут наблюдаться более высокие пиковые значения.

Таблица 18. НДМ для снижения выбросов NO_x и CO для некоторых типов газосжигающих установок

Тип энергоуста- новки	связанный с НДМ (мг/Нм ³)		Уро- вень О ₂ (%)	Варианты НДМ для достижения этих уровней	Монито- ринг
	NO _x	CO			
Газовые турбины					
Новые газовые турбины	20 — 50	5 — 100	15	НГПС (стандартное оборудование для новых газовых турбин) или СКВ	Постоян- ный
Существующие газовые турбины с горелками предварительного смешения	20 — 75	5 — 100	15	НГПС или СКВ	Постоян- ный
Существующие газовые турбины	50 — 90	30 — 100	15	Впрыск воды или пара (только, когда реконструкция горелок на НГПС не доступна на рынке) или СКВ	Постоян- ный
Газовые двигатели					
Газовые двигатели	20 — 75	30 - 100	15	Сжигание обедненных смесей, настроенное на низкий выброс NOx и каталитическое окисление CO или CKB и каталитическое окисление CO	Постоянный (4)
Новый газовый двигатель с котлом-утилизатором в установке когенерации	20 — 75	30 - 100	15	Настройка на низкий выброс NOx и CKB	Постоянный (4)
Существующие газовые двигатели	20 - 100	30 - 100	15	Настройка на низкий выброс NO _x	Постоян- ный (4)

Примечания

- 1 Представители промышленности и одного из государств членов ЕС утверждали, что количество воды или пара, которое может вводиться в существующих газовых турбинах, ограничено. Впрыск большого количества воды или пара может привести к повреждению деталей газовой турбины. Поэтому они утверждали, что диапазон должен быть 80-120 мг/Нм³.
- 2 Представители промышленности утверждали, что эти диапазоны не соответствуют подходу НДМ, по причине того, что диапазон, указанный как НДМ, совпадает с диапазоном по одному из американских подходов LAER (наиболее низкий достижимый уровень выбросов). Представители промышленности предложили учитывать при экологическом нормировании окружение предприятия (городские/другие области). Это означает, что небольшие предприятия, расположенные в сельских районах должны иметь более мягкие уровни НДМ, чем большие предприятия в городских областях.

Представители промышленности утверждали, что уровень 190 мг/Hm^3 ($15 \% O_2$) при сжигании газа является оптимальным уровнем выбросов с учетом наименьшего потребления топлива и уровня недожога CO, ЛОС и т.д. для двигателей с искровым зажиганием и двухтопливных двигателей.

- 3 Представители промышленности упоминали, что по техническим причинам (влияние состава топлива), уровень НДМ выбросов СО должен быть 110-380 мг/Нм³ (15% O₂). Другой представитель промышленности утверждал, что диапазоны должны быть заменены на:
 - 2 $90 190 \text{ Mg/Hm}^3$
 - $3 100 \text{ Mg/Hm}^3$

потому что уровни выбросов, связанные с НДМ для газовых двигателей, применимы только для сжигания природного газа, но не для возобновимых газов, таких как газ полигонов захоронения отходов, биогаз или газ очистки. Кроме того, он утверждал, что такие уровни понизят конкурентоспособность возобновимых газов на рынке.

4 Один из представителей промышленности предложил заменить периодическим контролем, потому что постоянный инструментальный контроль выбросов не является обычной практикой для стационарных двигателей внутреннего сгорания.

Таблица 20. НДМ для снижения выбросов NO_x и CO от некоторых типов газовых топливосжигающих установок

Тип энергоуста- новки	Уровень выбросов, связанный с НДМ (мг/Нм³)		Уро- вень О ₂ (%)	Варианты НДМ для достижения этих уровней	Монито- ринг
	NO _x	CO			
Газовые котлы					
Новые газовые котлы	50 — 100 ⁽¹⁾	30 — 100	3	Низкоэмиссионные горелки или СКВ, или СНКВ	Постоян- ный
Существующие газовые котлы	50 — 100 ⁽²⁾	30 — 100	3	Низкоэмиссионные горелки или СКВ, или СНКВ	Постоян- ный
Парогазовый цикл					
Новый парогазовый цикл без дополнительного сжигания	20 — 50	5 — 100	15	Низкоэмиссионные горелки предварительного смешения или СКВ	Постоян- ный
Существующий парогазовый цикл без дополнительного сжигания	$20 - 90^{(3)}$	5 100 ⁽⁵⁾	15	Низкоэмиссионные горелки предварительного смешения или впрыск воды, или пара, или СКВ	Постоян- ный
Новый парогазовый цикл с дополнительным сжиганием топлива в котле-утилизаторе	20 — 50	30 — 100	Специфично для разных установок	Низкоэмиссионные горелки предварительного смешения и низкоэмиссионные горелки для части котлов или СКВ, или СНКВ	Постоян- ный
Существующий парогазовый цикл с дополнительным сжигание топлива в котлеутилизаторе	20 — 90 ⁽⁴⁾	30 - 100	Специфично для разных установок	Низкоэмиссионные горелки предварительного смешения или впрыск воды и пара, и низкоэмиссионные горелки для части котлов или СКВ	Постоян- ный

Примечания

Представители промышленности предлагали изменить диапазоны на:

- 1, 2 не более 120 мг/нм^3
- $3 80-120 \text{ мг/нм}^3$

потому что газовые котлы зависят от температуры горения, типа горелок, размеров котла, поверхностей нагрева, температуры воздуха и фактора нагрузки электростанции. В случае, если котел оборудован рециркуляцией дымовых газов, возможно уменьшить выбросы NO_x до уровня 100 мг/Hm^3 . Однако реконструкция существующего котла под рециркуляцию дымовых газов требует высоких (и экономически неэффективных) инвестиционных затрат.

2 Одно из государств — членов ЕС предложило для существующих газовых котлов, которые были недавно переведены со сжигания тяжелых фракций нефти на природный газ, после полной модификации с первичными мерами снижения выбросов NO_X (рециркуляция дымовых газов, стадийная

подача топлива и воздуха), изменить достижимые уровни выбросов, связанные с НДМ, на 10-150 мг/ Hm^3

- 4 Промышленники указывали, что из-за больших настенных горелок, которые используются для дополнительного сжигания в котлах-утилизаторах, выбросы NO_x газовой турбины могут увеличиться на $10\text{-}20~\text{мг/Hm}^3$. Это увеличение вызвано местными высокими температурами трубочек этих горелок. Поэтому уровень, связанный с НДМ, в случае дополнительного сжигания должен составлять $80\text{-}140~\text{мг/Hm}^3$.
- 3,4 Одно из государств членов EC утверждало, что верхние уровни НДМ для установок парогазового цикла мощностью более 50 МВт не могут быть выше 80 мг/Нм 3 , а для установок более 200 МВт верхний уровень НДМ должен быть ниже 35 мг/Нм 3 , потому что эти уровни уже были установлены как предельные в данном государстве.
- 5 Одно из государств членов EC утверждало, что верхние уровни выбросов CO для установок парогазового цикла мощностью более 50 MBт не могут быть выше 35 мг/нH^3 , потому что этот уровень был уже установлен как предельный в данном государстве.

Загрязнение вод

Газовыми топливосжигающими установками производятся различные потоки сточных вод (см. главу 1 BREF и главу «Основные экологические аспекты производства электроэнергии»). Все мероприятия для уменьшения и предотвращения загрязнения вод, которые были представлены в разделе «Решения, рассматриваемые при выборе наилучших доступных методов для сжигания газообразного топлива» этого документа, считаются НДМ.

Иногда на электростанции невозможно предотвратить возникновение небольших количеств сточных вод, загрязненных нефтепродуктами. Обычно достаточно установки нефтеловушек для предотвращения любого негативного воздействия на окружающую среду.

Другие методы очистки воды, описанные в главе 3 BREF, можно также рассматривать как НДМ для этого раздела.

Отходы горения

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

Решения, рассматриваемые при определении наилучших доступных методов для сжигания каменного и бурого углей

В этом разделе представлены варианты решений, которые были рассмотрены при определении наилучших доступных методов, направленных как на предотвращение или снижение выбросов, так и на увеличение тепловой эффективности. Все эти решения в настоящее время доступны как с технической, так и с коммерческой точек зрения. В этом разделе дана лишь общая характеристика технических решений, однако более подробные описания большинства из них приведены в главе 3 BREF. В разделе 4.2 BREF для ряда решений приведены примеры, демонстрирующие экологическую результативность их использования в реальных ситуациях. В принципе, общие подходы, описанные в Главе 3 BREF, также в значительной мере применимы к сжиганию каменного и бурого углей и в большинстве случаев должны рассматриваться при определении наилучших доступных методов.

Технические решения в области разгрузки, хранения и транспортировки топлива

Таблица 21. Технические решения в области разгрузки, хранения и транспортировки топлива

Техническое	Экологиче-	Применимо	сть	Опыт прак-	Дополнительное	Экономические	Примечания
решение	ские резуль- таты	Новые предпри- ятия	Существующие предприятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	факторы	
Разгрузка и транс	портировка камен	ного и бурого	угля				
Закрытый конвейер с пылеулавливающим оборудованием	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	Применимость ограничена содержанием воды
Открытый конвейер с ветрозащитой	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	
Разгрузочное оборудование с регулируемой высотой падения топлива	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	
Оборудование для очистки конвейерной ленты	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	Применимость ограничена содержанием воды
Хранение извести/известняка в закрытых бункерах, оборудованных пылеулавливающим оборудованием	Снижение выбросов мелкодисперсных частиц	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	

Техническое	Экологиче-	Применимо	сть	Опыт прак-	Дополнительное	Экономические	Примечания
решение	ские резуль-	Новые	Существующие	тического	воздействие на	факторы	
	таты	предпри-	предприятия	применения	окружающую		
**		ятия			среду		
Хранение каменн	ого и бурого угля,		их веществ				
Системы раз-	Снижение не-	Возможно	Возможно	Значительный	Загрязнение во-	Расходы на ор-	
брызгивания	организован-				ды	ганизацию раз-	
воды	ных выбросов					брызгивания и	
	пыли					сбор образую-	
						щихся сточных	
						вод	
Твердое покры-	Предотвраще-	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Расходы на очи-	Необходим
тие с дренажной	ние загрязне-					стку сточных	отстойник для
системой	ния почвы и					вод	очистки соб-
	подземных вод						ранных сточ-
							ных вод
Ветрозащита	Снижение не-	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	
	организован-						
	ных выбросов						
	пыли						
Хранение сжи-		Возможно	Возможно	Значительный	Значительный	Значительные	
женного аммиа-					риск с точки зре-	инвестиции и	
ка					ния промышлен-	эксплуатацион-	
					ной безопасно-	ные расходы	
					сти		
Хранение ам-		Возможно	Возможно	Значительный	Меньший риск,	Нет данных	Более безо-
миака в виде					чем в случае		пасный вари-
водного раство-					хранения жидко-		ант
pa					го аммиака		

Технические решения в области подготовки топлива

Таблица 22. Технические решения в области подготовки топлива

Техническое	Экологиче-	Применимость	·	Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
решение	ские резуль- таты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Переход на другое топливо	Улучшение экологических характеристик топлива (пониженное содержание серы, золы)	Неприменимо	Зависит от характеристик конкретного котлоагрегата	Значительный	Пониженное содержание примесей приводит к снижению выбросов. Пониженное содержание золы приводит к снижению выбросов твердых частиц и количества твердых отходов, подлежащих утилизации	Цена более качественного топлива может быть выше	Возможности перехода на другое топливо могут быть ог- раничены вследствие долгосрочных контрактов на поставку топ- лива или пол- ной зависимо- сти от местных шахт
Смешивание различных сортов угля	Отсутствие резких колебаний уровня выбросов	Возможно	Возможно	Значительный	Более стабильное функционирова- ние		
Промывка угля	Сокращение количества выщелачивае- мых примесей	Возможно	Возможно	Значительный	Пониженное содержание примесей приводит к снижению выбросов	Расходы на установку промывки угля	Как правило, уголь промывают непосредственно на добывающем предприятии

Техническое	Экологиче-	Применимость		Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
решение	ские резуль- таты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Предварительная просушка бурого угля	Увеличение КПД примерно на 3-5%	Возможно	Возможно	Ограниченный – пока на стадии пилотного применения	Увеличение КПД	Расходы на установку просушки угля	Крупные установки просушки бурого угля не введены в эксплуатацию до сих пор
Газификация угля	Увеличение КПД и снижение выбросов, особенно NO _x	Возможно, но пока процесс реализован только на демонстрационных установках	Невозможно	Демонстраци- онные уста- новки		Нет данных по коммерческой эксплуатации	В среднесрочной перспективе — привлекательная альтернатива традиционному сжиганию. Ожидаемый электрический КПД 51-55%

Технические решения, направленные на повышение КПД и степени использования топлива

Таблица 23. Технические решения, направленные на повышение КПД и степени использования топлива

Техническое	Экологиче-	Применимость		Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
решение	таты приятия шие предпри- применен ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы			
Повышение энерго	эффективности ос	сновного оборудо	вания				
Когенерация (производство электрической и тепловой энергии)	Повышение эффективности использования топлива	Возможно	В очень ограниченной степени	Значительный			Зависит от потребности в тепловой энергии в конкретной местности
Замена лопаток турбины	Повышение КПД	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	Лопатки паровой турбины могут быть заменены во время планового техобслуживания
Использование усовершенствованных материалов с целью достижения повышенных параметров пара	Повышение КПД	Возможно	Невозможно	Применяется на новых предприятиях	Нет	Нет данных	Использование усовершенствованных материалов позволяет достичь давления пара 300 бар и температуры пара 600°C
Суперсверхкри- тические пара- метры пара	Повышение КПД	Возможно	Невозможно	Применяется на новых предприятиях	Нет	Нет данных	

Техническое	Экологиче-	Применимость		Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
решение	ские резуль- таты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Промежуточный перегрев пара	Повышение КПД	Возможно	Невозможно	Применяется главным образом на новых предприятиях	Нет	Нет данных	
Регенеративный подогрев воды для подпитки	Повышение КПД	Возможно	Невозможно	Применяется на новых предприятиях и внедряется на отдельных существующих	Нет	Нет данных	На новых предприятиях используется до 10 ступеней подогрева, обеспечивающих температуру питательной воды до 300°С
Современные автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУТП)	Повышение КПД, увеличение мощности котлоагрегата, снижение выбросов	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	
Использование тепла дымовых газов для централизованного теплоснабжения	Повышение эффективности использования топлива	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	Наименьшая возможная температура охлаждающей воды

Техническое	Экологиче-	Применимость		Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания				
решение	ские резуль- таты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы					
Оптимизация параг	Оптимизация параметров процесса сгорания										
Низкие избытки воздуха горения	Повышение КПД, снижение выбросов NO_x и N_2O	Возможно	Возможно	Значительный	Нет	Нет данных	Может привести к повышению риска разрыва и уровня недожога				
Снижение температуры дымовых газов	Повышение КПД	Возможно	Возможно	Значительный	Коррозия, забивание воздухоподогревателя	Нет данных	Температура отходящих газов должна быть на 10-20°С выше точки росы. Дополнительное тепло может использоваться только в качестве вторичного тепла				

Техническое	Экологиче-	Применимость		Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
решение	ские резуль- таты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Снижение содержания несгоревшего углерода в золе	Повышение КПД	Возможно	Возможно	Значительный	Снижение выбросов NOx ведет к росту количества несгоревшего углерода в золе	Нет данных	Должен быть найден оптимальный компромисс между выбросами NO _x и несгоревшего углерода. NO _x является более приоритетной группой загрязняющих веществ
Снижение концентрации СО в дымовых газах	Повышение КПД	Возможно	Возможно	Значительный	Снижение выбросов NO _x ведет к росту выбросов CO	Нет данных	Должен быть найден оптимальный компромисс между выбросами NO_x и CO . NO_x является более приоритетной группой загрязняющих веществ

Техническое	Экологиче-	Применимость		Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания		
решение	ские резуль- таты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы			
Очистка и выброс дымовых газов									
Выброс газов с использованием градирни	Нет необходи- мости в по- вторном по- догреве дымо- вых газов по- сле десульфу- ризации	Возможно	Возможно	Значительный	Нет необходимо- сти в дымовой трубе	Отсутству- ют расходы на сооруже- ние и экс- плуатацию отдельной трубы	Обоснован- ность этого варианта зави- сит от кон- кретных усло- вий (например, наличие гра- дирни, ее рас- положение, конструкцион- ные материа- лы)		
Использование мокрой трубы		Возможно	Возможно	Значительный	Видимый дымо- вой факел				
Система охлажден	Я								
Различные решения							См. руково- дство BREF по системам ох- лаждения		

Технические решения для предотвращения и снижения выбросов пыли и тяжелых металлов, связанных с твердыми частицами

Таблица 24. Технические решения для предотвращения и снижения выбросов пыли и тяжелых металлов, связанных с твердыми частицами

Техническое	Экологические	Применим	ость	Опыт	Дополни-	Экономические	Примечания
решение	результаты	Новые предпри- ятия	Сущест- вующие предприятия	практиче- ского при- менения	тельное воздействие на ОС	факторы	
Электрофильтр	Снижение выбросов твердых частиц. Удаление тяжелых металлов и ртути представляет собой положительный, но незначительный побочный эффект	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Нет	Согласно различным сообщениям удельные затраты составляют 13-60 евро на кВт мощности. Эти цифры не учитывают капиталовложений в обращение с золой и ее транспортировку, которые весьма высоки для бурых углей с высокой зольностью	Электрофильтр часто является решением, оптимальным с экономической точки зрения, особенно для крупных предприятий. Ртуть, связанная с частицами, эффективно улавливается электрофильтром. В случае полубитуминозных и бурых углей эффективность удаления ртути невелика в силу высокой щелочности летучей золы и низкого содержания HCl в дымовых газах

Техническое	Экологические	Применим	ость	Опыт	Дополни-	Экономические	Примечания
решение	результаты	Новые предпри- ятия	Сущест- вующие предприятия	практиче- ского при- менения	тельное воздействие на ОС	факторы	
Тканевый фильтр	Снижение выбросов твердых частиц, особенно тонкодисперсной пыли (РМ 2.5 и РМ 10). Удаление тяжелых металлов и ртути представляет собой положительный, но незначительный побочный эффект	Возможно	Возможно	Значитель- ный	КПД электростанции уменьшится примерно на 0,1%	Эксплуатационные расходы выше, чем для электрофильтра	На предприятиях, использующих уголь, тканевые фильтры, как правило, устанавливаются после устройств по снижению выбросов SO ₂ сухим или полусухим методом. Ртуть, связанная с частицами, эффективно улавливается тканевым фильтром. В случае полубитуминозных и бурых углей эффективность удаления ртути невелика в силу высокой щелочности летучей золы и низкого содержания HCl в дымовых газах
Циклоны	Снижение вы- бросов твердых частиц	Возможно	Возможно	Значитель-	Очень ограниченная эффективность для мелкодисперсных частиц	Низкие капиталовложения	Механические циклоны могут использоваться лишь для предварительной очистки перед электрофильтром или тканевым фильтром

Техническое	Экологические	Применимость		Опыт	Дополни-	Экономические	Примечания
решение	результаты	Новые предпри-	Сущест- вующие	практиче- ского при-	тельное воздействие	факторы	
		ятия	предприятия	менения	на ОС		
Добавление	Снижение вы-	Возможно	Возможно	Ограничен-		Низкие капита-	До сих пор существует не-
активирован-	бросов ртути			ный		ловложения и	определенность относи-
ного угля в ус-						эксплуатацион-	тельно того, насколько
тановку де-						ные расходы	значимо увеличение со-
сульфуризации							держания ртути в гипсе
дымовых газов							

Технические решения для предотвращения и снижения выбросов SO₂

Таблица 25. Технические решения для предотвращения и снижения выбросов SO₂

Техническое	Экологические ре-	Применимост	ГЬ	Опыт	Дополнитель-	Экономиче-	Примечания
решение	зультаты	Новые	Существую-	практиче-	ное воздейст- вие на окру-	ские факторы	
		предпри- ятия	щие пред- приятия	менения	жающую среду	ры	
Первичные мер	Ы			•			
Использование топлива с низким содержанием серы	Снижение выбросов SO ₂ у источника	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Возможное увеличение выбросов пыли и NO _x	Зависит от конкретного топлива	Возможное увеличение выбросов пыли и NO _x
Использование котлоагрегата с кипящим слоем	Снижение выбросов SO_2 и NO_x	Возможно	Очень огра- ниченная примени- мость	Значительный	Увеличение выбросов N ₂ O	Зависит от конкретного предприятия	

Техническое	Экологические ре-	Применимост	ГЬ	Опыт	Дополнитель-	Экономиче-	Примечания
решение	зультаты	Новые предпри- ятия	Существую- щие пред- приятия	практиче- ского при- менения	ное воздейст- вие на окру- жающую среду	ские факто- ры	
Вторичные мер	ы						
Скруббер для мокрой известковой/известняк овой о чистки с образованием гипса	Снижение выбросов SO ₂ , HF, HCl, пыли, Hg и Se. Оснащение существующих предприятий установками десульфуризации дымовых газов также обеспечивает дополнительные возможности по снижению выбросов мелкодисперсной пыли и ртути	Возможно, но редко применяется на электростанциях с тепловой мощностью ниже 100 МВт.	Возможно	Значитель- ный	В зависимости от источника используемой извести, могут незначительно возрасти выбросы As, Cd, Pb и Zn. Увеличение выбросов СО ₂ . Сбросы сточных вод	Зависит от конкретного предприятия	В силу значительных затрат эта технология экономически оправдана, прежде всего, для крупных предприятий. Существующие мокрые скрубберы могут быть усовершенствованы посредством оптимизации режима потока в абсорбере. Газообразные соединения Нд ²⁺ , входящие в состав дымовых газов сжигания угля, являются слабо- или сильно растворимыми. Соединения с большей растворимостью могут быть удалены при помощи мокрого скруббера для десульфуризации

Техническое	Экологические ре-	Применимост	ГЬ	Опыт	Дополнитель-	Экономиче-	Примечания
решение	зультаты	Новые предпри- ятия	Существую- щие пред- приятия	практиче- ского при- менения	ное воздейст- вие на окру- жающую среду	ские факто- ры	
Мокрый скруббер с использованием морской воды	Снижение выбросов SO ₂ , HF, HCl, пыли, Hg и Se. Оснащение существующих предприятий установками десульфуризации дымовых газов также обеспечивает дополнительные возможности по снижению выбросов мелкодисперсной пыли и ртути.	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Тенденция к снижению уровня рН вблизи места сброса воды, сброс тяжелых металлов и образующейся золы в море		Возможность применения скруббера с использованием морской воды существенно зависит от конкретных условий (потенциального ущерба морской среде). Газообразные соединения Hg ²⁺ , входящие в состав дымовых газов сжигания угля, являются слабо- или сильно растворимыми. Соединения с большей растворимостью могут быть удалены при помощи мокрого скруббера для десульфуризации
Другие типы мокрых скрубберов	Снижение выбросов SO ₂	Возможно, но редко применяется на новых предприяти- ях	Зависит от конкретного предприятия	Очень ограниченный	Зависит от кон-кретной техно-логии	Нет данных	Удаление других загрязняющих веществ зависит от конкретной технологии

Техническое	Экологические ре-	Применимост	ГЬ	Опыт	Дополнитель-	Экономиче-	Примечания
решение	зультаты	Новые предпри- ятия	Существую- щие пред- приятия	практиче- ского при- менения	ное воздейст- вие на окру- жающую среду	ские факто- ры	
Мокросухой метод	Снижение выбросов SO ₂ , HF, HCl, пыли, Hg и Se. Оснащение существующих предприятий установками десульфуризации дымовых газов также обеспечивает дополнительные возможности по снижению выбросов мелкодисперсной пыли и ртути		Возможно	Значитель- ный	Твердые отходы, требующие размещения. Снижение общего КПД предприятия	Зависит от конкретного предприятия	Газообразные соединения Hg ²⁺ , входящие в состав дымовых газов сжигания угля, являются слабо- или сильно растворимыми. Соединения с большей растворимостью могут быть удалены при помощи такого скруббера для десульфуризации, особенно в комбинации с тканевым фильтром
Инжекция сорбента	Снижение выбросов SO ₂ , HF, HCl, пыли	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Твердые отхо- ды, требующие размещения	Нет данных	
Другие техно- логии	Снижение выбросов SO_2 , а также NO_X (при использовании комбинированных технологий)	Возможно, но редко применяется на новых предприяти- ях	Зависит от конкретного предприятия	Очень ограниченный			Удаление других загрязняющих веществ зависит от конкретной технологии

Технические решения для предотвращения и снижения выбросов NO_x и N_2O

Таблица 26. Технические решения для предотвращения и снижения выбросов NO_x и N₂O

Техническое реше-	Экологические	Применимост	Ъ	Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
ние	результаты	Новые пред- приятия	Существую- щие пред- приятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Первичные меры							
Низкие избытки воздуха горения	Снижение выбросов NO_X и N_2O , рост КПД	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Как правило, приводит к увеличению количества несгоревшего углерода в золе, а также уровней СО и углеводородов в выбросах	Зависит от конкретно-го предприятия	Увеличивает риск коррозии стенок котла и трубо-проводов
Ступенчатая подача воздуха горения		Возможно	Возможно	Значитель- ный	Тенденция к увеличению количества несгоревшего углерода в золе	Зависит от конкретного предприятия	
Рециркуляция дымо- вых газов		Возможно	Возможно	Значитель- ный		Зависит от конкретного предприятия	Применимость для существую- щих предприятий зависит от кон- кретного предприятия

Техническое реше-	Экологические	Применимост	ГЬ	Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
ние	результаты	Новые пред- приятия	Существую- щие пред- приятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Низкоэмиссионные горелки (с пониженным выделением NO _X)	Снижение выбросов NO _X	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Тенденция к увеличению количества несгоревшего углерода в золе		Применимость для существую- щих предприятий зависит от конкретного предприятия. Часто включает рециркуляцию дымовых газов и ступенчатую подачу воздуха горения
Ступенчатое сжигание топлива	Снижение выбросов NO _X	Возможно	Возможно	Значитель-		Зависит от конкретно-го предприятия	Применимость для существующих предприятий зависит от конкретного предприятия. Потребность в дополнительном пространстве ограничивает возможность внедрения на существующем предприятий
Меры по сокращению	выбросов N2O для	котлоагрегатов	кипящего слоя	-	•		
Ступенчатая подача воздуха горения	Снижение выбро- сов N ₂ O	Возможно	Возможно	Значительный	Увеличение выбросов СО	Зависит от конкретного предпри-	

ятия

0	X	5
ì	5	ì
	_	

Техническое реше-	Экологические	Применимост	Ъ	Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
ние	результаты	Новые пред- приятия	Существую- щие пред- приятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Повышение температуры кипящего слоя	Снижение выбро- сов N ₂ O	Возможно	Возможно	На экспериментальной стадии	Увеличение выбросов NO_X и SO_2	Нет данных	Риск коррозии
Использование в котлоагрегате каталитических материалов, например MgO или CaO	Снижение выбросов N ₂ O	Возможно	Возможно	На экспериментальной стадии		Нет данных	
Увеличение температуры дымовых газов	Снижение выбро- сов N ₂ O	Возможно	Возможно	На стадии пилотных предпри- ятий		Нет данных	
Вторичные меры	•						
Селективное некаталитическое восстановление	Снижение выбросов NO _X , хотя эффективность значительно ниже, чем при каталитическом восстановлении	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Проскок аммиака	Зависит от конкретно-го предприя	Очень узкое «температурное окно», высокая чувствительность к нагрузкам. Поэтому применимость чрезвычайно ограничена для установок кипящего слоя под давлением, и ограничена для установок циркуляционного кипящего слоя

Техническое реше-	Экологические	Применимост	Ь	Опыт прак-	Дополнительное	Экономи-	Примечания
ние	результаты	Новые пред- приятия	Существую- щие пред- приятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ческие факторы	
Селективное некаталитическое восстановление	Снижение выбросов NO _X	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Проскок аммиака	Зависит от конкретного предприятия	До настоящего времени эта технология применялась только на предприятиях, работающих на антраците
Селективное автока- талитическое восста- новление							Новая технология снижения выбросов NO _X , в настоящее время находится на этапе полномасщитабного демонстрационного применения
Комбинированные технологии	Снижение выбросов NO _X и SO ₂	Возможно, но редко используется на новых предприятиях	Возможно, но редко используется	Очень огра- ниченный	Зависит от кон-кретной технологии	Нет данных	Комбинирован- ные технологии занимают незна- чительную долю рынка по сравне- нию с селектив- ным каталитиче- ским восстанов- лением

Технические решения для предотвращения и снижения загрязнения водных объектов

Таблица 27. Технические решения для предотвращения и снижения загрязнения водных объектов

Техническое реше-	Экологические	Применимост	ГЬ	Опыт прак-	Дополнительное	Экономиче-	Примечания
ние	результаты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ские факто- ры	
Мокрая десульфуризан	ция дымовых газов						
Очистка посредством флокуляции, осаждения и нейтрализации	Удаление фтора, тяжелых метал-лов, взвешенных частиц, снижение XПК	Возможно	Возможно	Значитель-	Шлам может добавляться к топливу для перераспределения загрязняющих веществ (перехода в летучую золу или гипс десульфуризации) или использоваться в качестве наполнителя в горнодобывающей промышленности	Зависит от конкретного предприятия	Возможность добавления шлама к топливу должна оцениваться для каждого конкретного случая
Снижение содержания аммиака при помощи аэрирования, выделения осадка или биологического разложения	Снижение содержания аммиака	Применимо то высокой концомиака в сточно зультате селек становления)	ентрации ам- ых водах (в ре-	Значитель-		Зависит от конкретного предприятия	

88

Техническое реше-	Экологические	Применимост	ГЬ	Опыт прак-	Дополнительное	Экономиче-	Примечания
ние	результаты	Новые пред- приятия	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ские факто- ры	
Замкнутый водооборотный цикл	Сокращение сбросов сточных вод	Возможно	Возможно	Значитель- ный	Стабилизированный материал может использоваться в качестве наполнителя при открытых горных разработках	Зависит от конкретного предприятия	
Смыв шлака и его тра	нспортировка						
Оборотный цикл с фильтрацией или осаждением	Сокращение сбросов сточных вод	Возможно	Возможно	Значитель- ный		Зависит от конкретного предприятия	
Регенерация фильтров	з химводоочистки (2	хВО) и блочны	х обессоливающ	их установок (БОУ)	1 1 1 1	
Нейтрализация и осаждение	Сокращение сбросов сточных вод	Возможно	Возможно	Значитель-	Шлам, который должен быть обезвожен для размещения	Зависит от конкретного предприятия	
Промывки			I		1*	l	l
Нейтрализация		Возможно	Возможно	Значительный		Зависит от конкретного предприятия	
Обмывки котлов, возд	ухоподогревателей	и электрофиль	тров				
Нейтрализация и водооборотный цикл или методы сухой очистки	Сокращение сбросов сточных вод	Возможно	Возможно	Значитель- ный		Зависит от конкретного предприятия	

Техническое реше-	Экологические	Применимост	Ъ	Опыт прак-	Дополнительное	Экономиче-	Примечания
ние	результаты	-	Существую- щие предпри- ятия	тического применения	воздействие на окружающую среду	ские факто- ры	
Поверхностный сток		1	1	1	l		
Осаждение или хи- мическая очистка и внутреннее повтор- ное использование	Сокращение сбросов сточных вод	Возможно	Возможно	Значитель- ный		Зависит от конкретного предприятия	

Наилучшие доступные методы сжигания каменных и бурых углей

Представленные в этом разделе методы и связанные с ними выбросы и/или уровни потребления, или диапазоны уровней были идентифицированы через поэтапный процесс, включающий следующие шаги:

- идентификация ключевых экологических проблем энергетического сектора: выбросы в атмосферу и сбросы, термический К.П.Д. и отходы процесса сжигания;
- изучение методов, наилучших для решения этих ключевых проблем;
- идентификация лучших уровней экологической результативности на основе доступных данных в Европейском Союзе и во всем мире;
- изучение условий, при которых эти уровни результативности были достигнуты, таких как затраты, местные условия, главные побуждающие мотивы при внедрении этого метода;
- выбор наилучших доступных методов (НДМ) и связанных с ними выбросов и/или уровней потребления для этого сектора в общем смысле согласно Статье 2 (EEA (1999) "Greenhouse Gases and Climate Change") и Приложению IV Директивы.

В каждом из этих шагов и в выборе формы, в которой информация представлена, ключевую роль сыграли результаты обсуждения европейским Бюро ІРРС и соответствующей Технической Рабочей Группой.

На основе полученной оценки в этой главе представлены методы, и, насколько возможно, выбросы и уровни потребления, связанные с использованием НДМ, 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 может быть достигнута при применении описанных методов в этой отрасли промышленности, имея в виду баланс стоимости и преимуществ НДМ. 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 могут рассматриваться как приемлемые в качестве НДМ для энергетики в целом. Однако эти же уровни могут рассматриваться как оправданные в других конкретных случаях, когда существуют особенные побуждающие мотивы.

Описанное выше понятие «уровней, связанных с использованием НДМ» нужно отличать от термина «достижимый уровень», также используемого в этом документе. Там, где уровень описан как «достижимый» для определенного метода или комбинации методов, это означает, что этот уровень может быть достигнут за достаточный период времени при правильном обслуживании установки, использующей эти методы.

Где это было доступно, вместе с описанием методов, представленных в предыдущей главе, приведены данные по затратам. Они дают грубую оценку величины затрат. Фактическая стоимость применения метода будет сильно зависеть от местных условий, например, налогов, стоимости рабочей силы, технических характеристик установки. Учесть в этом документе такие местные условия полностью невозможно. При отсутствии данных относительно затрат заключения по экономической жизнеспособности методов приняты из данных по существующим установкам.

Главное предназначение этой главы по НДМ — стать опорной точкой для оценки эффективности существующей установки или предложений по новой установке. Предполагается, что новые сооружения могут быть разработаны так, чтобы соответствовать или превосходить общие уровни НДМ, представленные здесь. Также предполагается, что существующие сооружения могут двигаться к общим уровням НДМ или добиваться большего успеха, учиты-

вая в то же время техническую и экономическую применимость методов в каждом конкретном случае.

В то время как BREF не устанавливает юридически обязательные стандарты, он предназначен, чтобы дать информацию руководителям промышленности государств-членов ЕС и общественности о достижимом уровне выбросов и потребления при использовании указанных методов. Соответствующие значения уровней для любого конкретного случая будут нуждаться в дополнительном исследовании, принимая во внимание цели Директивы IPPC и местные условия.

Разгрузка, хранение и перемещение топлива и добавок

НДМ для предотвращения выбросов, образуемых в процессе разгрузки, хранения и транспортировки каменного и бурого углей, а также добавок, таких как известь, известняк, аммиак и т.д., приведены в таблице 28.

Таблица 28. НДМ для разгрузки, хранения и перемещения угля и добавок

Материал	Выбрасывае-	ндм
	мое вещество	
Каменный и бурый уголь	Пыль	 использование для погрузки и разгрузки оборудования, которое минимизирует высоту падения топлива использование систем орошения для снижения сдува пыли со штабелей угля задернение штабелей при долгосрочном хранении, чтобы предотвратить поступление в атмосферу загрязняющих веществ и потерь топлива, вызванных окислением угля кислородом воздуха применение прямого перемещения бурого угля по конвейерам от шахты до мест его хранения размещение конвейеров в местах, где ущерб от транспортных средств и другого оборудования может быть предотвращен использование устройств для очистки конвейерной ленты, чтобы минимизировать выброс сдуваемой пыли использование закрытых конвейеров с оборудованием для фильтрации воздуха на узлах пересыпки, чтобы предотвратить выброс пыли рационализация транспортных систем для минимизации выработки и транспортировки пыли в пределах участка применение хорошего проекта, методов строительства и правильного обслуживания
	Загрязнение вод	• хранение угля на участках с герметичным покрытием и дренажной системой для сбора и отстоя дренажных вод • сбор и очистка (отстой) перед сбросом поверхностного стока с участков хранения угля
	Предотвраще- ние пожара	• оснащение мест хранения угля автоматическими системами обнаружения очагов возгорания, вызванных самовоспламенением и определение точек риска
Известь и известняк	Пыль	• применение закрытых конвейеров, пневматических систем перемещения и бункеров с оборудованием фильтрации на узлах пересыпки для предотвращения выбросов пыли

Предварительная обработка топлива

Добавление присадок и применение топливных смесей, как полагают, являются НДМ, если они гарантируют устойчивое горение и, таким образом, уменьшают пиковые выбросы. Замена топлив, например, одного вида каменного угля на другой с лучшими экологическими характеристиками, может также быть расценена как НДМ.

Сжигание

Пылевой метод сжигания каменных и бурых углей (ПС), сжигание в кипящем слое (ЦКС и ССКС), а особенно в кипящем слое под давлением (СКСД) признаются как НДМ. Среди всех

типов пылеугольных установок, определенные типы не выделяются как НДМ, но тангенциальные и циклонные топки более предпочтительны, т.к. выбросы оксидов азота и оксида углерода (${
m CO}~5\text{-}20~{
m Mr/Hm}^3$) обычно ниже при лучшем смешении в правильно организованном процессе горения.

Сжигание углей на колосниковой решетке не относится к НДМ для новых энергоустановок из-за низкой тепловой эффективности и высокого уровня недожога топлива, что ведет к относительно высоким выбросам CO_2 , а также из-за относительно высоких уровней недожога в золе уноса.

Для проектов новых котлов или реконструкции существующих энергоустановок НДМ считаются те установки, которые гарантируют высокий КПД котла и которые включают первичные мероприятия решения по подавлению выбросов NO_x , такие как ступенчатый ввод воздуха и топлива, применение низкоэмиссионных горелок и/или дожигание, и т.д. Использование современной компьютерной системы управления для достижения высокой эффективности котла с улучшенными условиями горения, которые поддерживают снижение выбросов, также рассматривают как НДМ.

Тепловая эффективность

Для снижения выбросов парниковых газов, в частности CO_2 , от угольных топливосжигающих установок, лучшие доступные варианты с сегодняшней точки зрения — это методы и эксплуатационные мероприятия по увеличению тепловой эффективности. Вторичные мероприятия по поглощению CO_2 , описанные в Приложении 10.7 BREF, находятся в ранней стадии развития. Эти методы могут стать доступны в будущем, но пока их нельзя все же рассматривать как НДМ.

Энергетическую эффективность электростанции характеризуют количественно через коэффициент использования тепла (входная энергия топлива/выходная энергия на границе электростанции) и через КПД электростанции, который здесь рассматривают как величину, обратную коэффициенту использования тепла, то есть отношение произведенной энергии к энергии затраченного топлива, выраженное в процентах. При этом энергия (калорийность) топлива принимается низшая рабочая. Применяя мероприятия для улучшения тепловой эффективности, внесенные в список в разделе «Технические решения, направленные на повышение КПД и степени использования топлива», такие как промежуточный перегрев пара и применение температуроустойчивых материалов, были построены угольные конденсационные электростанции с прямым водяным охлаждением с коэффициентом использования тепла 2,08 (48 %).

Поскольку конденсационные электростанции с повышенной эффективностью имеют тенденцию к быстрому росту стоимости с ростом эффективности, они, как полагают, являются экономически неконкурентоспособными. Поэтому коэффициент использования тепла и КПД, связанные с использованием НДМ для новых угольных конденсационных электростанций (пылеугольное сжигание в котлах с твердым или жидким шлакоудалением) с прямым водяным охлаждением (мощностью более 300 МВт), как полагают, является 2,3-2,2 (43-47 %).

Когенерация тепла и электроэнергии (КТЭ) — один из технически и экономически наиболее результативных методов увеличения эффективности систем производства энергии. Когенерацию поэтому рассматривают как самый важный выбор НДМ для уменьшения выбросов CO_2 в энергетике. КТЭ должна быть задачей для любой новой строящейся электростанции всякий раз, когда это экономически выполнимо, то есть всякий раз, когда местный спрос на тепло достаточно высок, чтобы гарантировать строительство более дорогой энергоустановки когенерации вместо более простой тепло- или электропроизводящей установки. Поскольку спрос на тепло изменяется в течение года, КТЭ энергоустановки должны быть очень гибкими отно-

сительно доли произведенного тепла и электроэнергии, и они должны иметь высокие КПД при неполной нагрузке.

Эксергетическая эффективность (см. также раздел 2.3.5 BREF) когенерационной энергоустановки при условиях НДМ, как полагают, является 45-55 %, которая соответствует диапазону коэффициента использования тепла 1,3–1,1 и тепловой эффективности 75-90 %, в зависимости от вида энергоустановки. Сравнение этих показателей и эффективности новой угольной конденсационной энергоустановки, производящей только электроэнергию с КПД 42-47 % и коэффициентом использования тепла 2,3, явно показывает значительную экономию топлива, и, соответственно, уменьшения выбросов CO₂.

Необходимо иметь ввиду, что эти уровни НДМ не достигаются при всех эксплуатационных режимах. Наибольшие значения энергетической эффективности — это проектные значения. Фактическая энергетическая эффективность энергоустановок в эксплуатационный период может быть более низка из-за изменений в нагрузке, качестве топлива, и т.д. Энергетическая эффективность также зависит от системы охлаждения электростанции, ее географического положения (см. таблицу 2.3 BREF), и расхода энергии на системы очистки дымовых газов.

Для существующих угольных энергоустановок множество модификаций и методов реконструкции могут быть применены для улучшения тепловой эффективности. Технические мероприятия, описанные в разделе 3.2.6.1 BREF, должны быть приняты во внимание как часть вариантов НДМ для улучшения эффективности существующих энергоустановок. Существенные результаты были достигнуты при реконструкции старых котлов, особенно в странах фазы перехода.

Уровни тепловой эффективности, связанные с применением мероприятий НДМ, приведены в таблице 29.

Таблица 29. Уровни тепловой эффективности, связанные с использованием НДМ

Топливо	Технология сжигания	КПД энергоб	блока нетто, %
		Новые энергоблоки	Реконструируемые энергоблоки
Каменный и бурый уголь	Когенерация	75-90	75-90
Каменный уголь	Пылеугольное сжигание (с твердым и жидким шлакоудалением)	43-47	Достижимый уровень эффективности зависит от местных условий,
	Сжигание в кипящем слое	>41	однако уровень 36- 40 % может считаться
	СКСД	>42	как связанный с ис-
Бурый уголь	Пылеугольное сжигание (с твердым и жидким шлакоудалением)	42-45	пользованием НДМ
	Сжигание в кипящем слое	>40	
	СКСД	>42	

Пыль

Считают, что для обеспыливания газов, отходящих от новых и существующих установок, сжигающих каменный и бурый уголь, НДМ является использование электрофильтров (ЭФ) или тканевых фильтров (ТФ), при которых достигается уровень выбросов значительно ниже 5 мг/Hm^3 . Кроме того, наилучшие уровни выбросов Hg достигаются системами снижения очистки дымовых газов с использованием тканевых фильтров (например, десульфуризация + устройство обеспыливания).

Циклоны и механические сборники отдельно не являются НДМ, однако они могут использоваться для предварительной очистки в сложных системах очистки дымовых газов.

НДМ для обеспыливания и связанные уровни выбросов приведены в таблице 30. Связанные уровни выбросов пыли установлены, исходя из потребности в снижении выбросов тонких частиц (РМ10 и РМ2.5) и минимизации выбросов тяжелых металлов (особенно Hg), так как они имеют тенденцию предпочтительно накапливаться на более тонких частицах пыли. Для топливосжигающих установок более 100 МВт, а особенно более 300 МВт, уровни пыли ниже, потому что методы десульфуризации, которые являются уже частью НДМ для десульфуризации, также уменьшают выброс твердых частиц.

Связанные уровни выбросов соответствуют среднесуточным значениям, стандартным условиям и содержанию кислорода O_2 6 % — не максимальным пиковым краткосрочным значениям, которые могут быть выше.

Таблица 30. НДМ для обеспыливания дымовых газов угольных энергоблоков

Мощ- ность,	Уровень пыли, мі	выбросов /Нм ³	НДМ для дости- жения этих уров-	Монито- ринг	Применимость	Комментарии
МВт	Новый энерго- блок	Реконст- руируе- мый энерго- блок	ней			
50 100	10 – 20	10 – 20	ЭФ/ТФ	Постоян- ный	Новые и суще- ствующие энер- гоблоки	• уровень снижения, связанный с использованием ЭФ, считается 99,5 % и выше
100 – 300	5 – 15	5 – 15	ЭФ/ТФ в комбинации с ДС (мокрый или сухой скруббер или ввод сухого сорбента)	Постоян- ный	Новые и суще- ствующие энер- гоблоки	• уровень снижения, связанный с ис- пользованием ТФ, считается 99,95 % и выше
>300	5 – 10	5 – 10	ЭФ/ТФ в комбинации с ДС (мокроизвестняковый метод)	Постоян- ный	Новые и суще- ствующие энер- гоблоки	 уровень снижения, связанный с использованием ЭФ, считается 99,5 % и выше уровень снижения, связанный с использованием ТФ, считается 99,95 % и выше мокрые скрубберы, используемые для десульфуризации, также улавливают и твердые частицы

Примечания:

 $\Theta \Phi$ — электрофильтры,

ТФ — тканевые фильтры,

ДС — десульфуризация.

Для очень высоких значений концентрации пыли в необработанных дымовых газах, которые могут быть при сжигании низкокалорийных бурых углей, в качестве уровней, связанных с использованием НДМ, вместо значений, указанных в таблице, нужно принимать 99,95 % для ЭФ и 99,99 % для ТФ.

Тяжелые металлы

Минеральная часть топлива может содержать различные вещества в зависимости от его происхождения. Все твердые топлива, и в том числе каменный и бурый уголь, содержат среди прочего микроэлементы, такие как тяжелые металлы. Поведение тяжелых металлов в процессе сжигания определяется сложными химическими и физическими процессами. В основном тяжелые металлы в процессе горения испаряются и конденсируется позже на твердых частицах летучей золы. Большинство металлов имеет достаточно низкие давления пара при температурах, которые существуют в обычных устройствах очистки дымовых газов и возможна их конденсация на твердых частицах. Поэтому НДМ для уменьшения выбросов тяжелых металлов с дымовыми газами энергоустановок, сжигающих каменный или бурый уголь, должны использовать высокоэффективные ЭФ (уровень эффективности >99,95 %) или тканевые фильтры (уровень эффективности >99,99 %).

Ртуть имеет высокое давление пара при обычных температурах дымовых газов в устройствах очистки и ее удаление пылеулавливающими устройствами является очень непостоянным. Учитывая, что сухие скрубберы и мокрые известь/известняковые скрубберы расценены как НДМ для снижения SO_2 для больших топливосжигающих установок, уровень выброса Hg меньше 0.03 мг/Hм³ считается связанным с использованием НДМ.

Лучшие уровни снижения выбросов Hg обычно получаются при использовании ТФ. При использовании ТФ и ЭФ в соединении с методами ДС, таких как сухие или мокрые скрубберы с использованием известняка или введение сухого сорбента с ТФ, НДМ связан с уровнем снижения Hg 70-98 % при сжигании битумозных каменных углей. Уровень снижения при сжигании подбитумного каменного угля или бурого угля значительно ниже и составляет 30-70 %. Более низкие уровни поглощения Hg на энергоустановках, использующих подбитумный каменный уголь и бурый уголь, объясняются низким содержанием углерода в летучей золе и относительно более высоким содержанием газообразной Hg в дымовом газе при сжигании этих топлив. Для дальнейшего снижения выброса Hg возможно введение активированного угля как дополнительный технический способ.

Выбросы SO₂

Как правило, для всех энергетических установок, сжигающих каменные и бурые угли, применение десульфуризации (ДС) является НДМ. Однако различают НДМ для разных технологий сжигания: крупные пылеугольные энергоустановки рассматривают отдельно от котлов с псевдоожиженным слоем из-за различных технических методов десульфуризации.

Следующие методы считаются НДМ для пылеугольных топливосжигающих установок на каменном и буром углях: мокрые скрубберы, сухие скрубберы и, для небольших установок (ниже ~250 МВт), также впрыск сухого сорбента (то есть сухая ДС с применением тканевых фильтров). Эти методы имеют рыночную долю более чем 90 % установок десульфуризации. Соответствующий уровень десульфуризации рассматривают для мокрых скрубберов между 85 и 98 %, для сухих скрубберов между 80 и 92 % и для впрыска сухого сорбента между 70 и 90 %. Мокрый скруббер имеет также высокий уровень поглощения НГ и НСІ (98–99 %). Уровень выброса обоих загрязняющих веществ, связанный с использованием мокрого скруббера — 1-5 мг/Нм³. Другое преимущество мокрого скруббера — его вклад в снижение выбросов пыли и тяжелых металлов (таких как Hg). Существующие энергоустановки, на которых уже применяют мокрую систему ДС, могут уменьшить выбросы SO₂, оптимизируя характер движения потока в баке абсорбера. Процесс мокрой очистки дорог для небольших энергоустановок и поэтому не рассматривается как НДМ для энергоустановок с мощностью меньше 100 МВт.

Скруббер на морской воде, как полагают, может быть отнесен к НДМ из-за его высокой надежности и из-за простоты процесса, который не требует транспортировки жидкого раствора и не производит побочных продуктов. Однако местные условия, такие как свойства морской воды, приливно-отливные течения, близость к водовыпуску скруббера морской (водной) среды и т.д. нуждаются в тщательном исследовании, чтобы избежать любых отрицательных экологических или других последствий. Последствия могут проявиться в снижении уровня рН в непосредственной близости от электростанции, в поступлении в окружающую среду тяжелых металлов и летучей золы. Это особенно актуально для энергоустановок, расположенных в устьях рек.

Для топливосжигающих установок мощностью меньше 100 МВт использование малосернистого каменного угля вместе с введением сухого сорбента считается НДМ.

Другие методы десульфуризации, описанные в разделе 3.5 BREF, такие как комбинированные методы для снижения NO_x и SO_2 , ввод активированного угля и DESONOX-процесс, могут квалифицироваться как НДМ в случаях, когда местные условия позволяют применение метода или возврат инвестиций.

Температура горения при сжигании в кипящем слое благоприятна для реагирования серы с кальцием или соединениями магния. Продукты реакции, гипс и непрореагировавший известняк, удаляются частично из-под котла вместе со шлаком и частично электрофильтрами или тканевыми фильтрами вместе с летучей золой. Для высокой степени улавливания серы более высокое соотношение Ca/S необходимо при сжигании в кипящем слое (СКС), чем при мокрой очистке газа или в сухих скрубберах. Однако, даже с очень высоким соотношением Ca/S, сжигание СКС не может достигнуть таких высоких уровней улавливания, как при мокрой очистке.

Более высокие степени десульфуризации достигнуты в котлах с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), чем в котлах со стационарным (пузырьковым) кипящим слоем (ССКС). Для каменного и бурого угля, эффективность удаления серы 80-95 % возможна в ЦКС с умеренным соотношением Ca/S (2-4). При увеличении сернистости топлива немного уменьшают соотношение Ca/S для достижения определенного уровня удаления серы (например, 90%-ое удаление). Однако фактический массовый уровень расхода известняка нуждается в увеличении, так же увеличивается и количество произведенных отходов. Следовательно, текущая тенденция для ЦКС при сжигании чрезвычайно высокосернистых топлив (4-6 % S) — объединение местного поглощения серы известняком в печи и поглощение серы на холодном конце топки. При учете всех аспектов, поглощение серы в ЦКС только введением известняка в кипящий слой рассматривают как НДМ при низкой или умеренной сернистости топлива (<1-3 % S).

В ССКС соответствующая эффективность удаления — между 55-65 %, при таком же качестве каменного или бурого угля и с таким же качеством и расходом известняка. Из-за низкой эффективности десульфуризации в ССКС введение известняка или доломита нельзя рассматривать как НДМ. В ССКС котлах, сжигающих только каменный уголь, НДМ — это методы «на конце трубы», описанные ранее для пылевого сжигания угля, — с теми же связанными уровнями выбросов.

НДМ десульфуризации и связанные уровни выбросов приведены в таблице 31. Связанные уровни выбросов базируются на среднесуточных значениях, стандартных условиях и уровне O_2 6% (не на максимальных, непродолжительных пиковых значениях, которые могут быть выше).

Таблица 31. НДМ для предотвращения и управления выбросами оксида серы при сжигании угля и мазута

Мощ-	Метод сжига-	Уровень в связанный	ыбросов SO ₂ , й с НДМ	Варианты НДМ для	Примени- мость	Монито- ринг
МВт	ния	Новый энерго- блок	Реконструи- руемый энер- гоблок	достижения этих уровней		
50 – 100	ПС	200–300	200–300	Низкосерни- стое топливо и ДС(всс), ДС(сух)	Новые и реконструиремые энергоблоки	Непре- рывный
	ЦКС и СКСД	150–300	200-300	Ввод известняка	Новые и реконструиремые энергоблоки	Непре- рывный
	ССКС	150–300	200–300	Низкосерни- стое топливо и ДС(всс), ДС(сух)	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непре- рывный
100 – 300	ПС	100–200	100–250	ДС(мокр) ДС(сух) ДС(всс), более 200 МВт скруббер на морской воде, комбиниро- ванные мето- ды снижения NO _x и SO ₂	Новые и реконструиремые энергоблоки	Непре- рывный
	ЦКС and СКСД	100–200	150–250	Ввод известняка	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непре- рывный
	ССКС	100–200	150–250	ДС (мокр) ДС (сух)	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непре- рывный

Мощ- ность,	Метод сжига-	Уровень выбросов SO ₂ , связанный с НДМ		Варианты НДМ для	Примени- мость	Монито- ринг
МВт	ния	Новый энерго- блок	Реконструи- руемый энер- гоблок	достижения этих уровней		
>300	ПС	20–100	50–150	ДС (мокр) ДС (сух) скруббер на морской воде, комбинированные методы снижения NOx и SO2	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непре- рывный
	ЦКС и СКСД	100–200	100–200	Ввод известняка	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непре- рывный
	ССКС	20–100	50–150	ДС (мокр)	Новые и реконструиремые энергоблоки	Непре- рывный

Примечания:

ПС (пылевое сжигание)

ССКС (сжигание в стационарном кипящем слое)

ЦКС (сжигание в циркулирующем кипящем слое)

СКСД (сжигание в кипящем слое под давлением)

ДС(мокр) (мокрая десульфуризация)

ДС(сух) (десульфуризация с использованием сухого скруббера)

ДС(всс) (десульфуризация вводом сухого сорбента)

Выбросы NO_x

Как правило, угольные энергоустановки, в которых используется комбинация первичных и/или вторичных методов снижения оксидов азота (NO_x) считаются НДМ. В состав соединений азота входят оксид (NO) и диоксид азота (NO_2) , вместе обозначаемые как NOx, и закись азота (N_2O) . НДМ различаются для разных типов котлов — пылеугольное или сжигание в кипящем слое, и видов топлива — каменный или бурый уголь.

Для пылеугольных установок более $100~\mathrm{MBT}$, и в особенности для больших энергоустановок более $300~\mathrm{MBT}$ для снижения выбросов $\mathrm{NO_x}$, использование первичных мероприятий в соединении с $\mathrm{CKB} - \mathrm{HДM}$, при этом степень очистки CKB системы составляет 80-95~%. Есть различные процессы, доступные сегодня для регенерации катализаторов, которые значительно увеличивают срок службы катализатора и, соответственно, уменьшают эксплуатационные расходы. Экономическая целесообразность применения системы CKB в существующем котле — прежде всего вопрос ожидаемого остающегося срока службы энергоустановки, которая необязательно определяется ее возрастом. Использование CKB имеет неудобство — выброс аммиака (так называемый проскок аммиака). Относительно концентрации аммиака при использовании CKB , уровень менее $5~\mathrm{mr/Hm}^3$ — уровень, связанный с $\mathrm{HДM}$. Этот уровень также позволяет избежать проблем при использовании летучей золы и запаха аммиака в окрестностях электростанции.

Комбинированные методы для снижения NO_x и SO_2 , описанные в главе 3.5 BREF, такие как использование активированного угля и DESONOX-процесс, являются НДМ, но их преимущества, неудобства и применимость должны быть проверены в местных условиях.

Для пылеугольных установок на бурых углях, объединение различных первичных мер рассматривают как НДМ. Это означает, например, использование усовершенствованных низкоэмиссионных горелок в соединении с другими первичными мероприятиями, такими как рециркуляция дымового газа, ступенчатое сжигание (многостадийный ввод воздуха), дожигание, и т.д. СКВ метод оценен как НДМ для снижения выбросов NOx лишь в части случаев из-за относительно низких выбросов NO_X энергоустановок, сжигающих бурый уголь, по сравнению с установками, сжигающими каменный уголь. СКВ не рассматривается как НДМ в общем смысле при сжигании бурого угля.

Для небольших угольных энергоустановок мощностью 50-100 МВт, применение вторичных методов подавления, таких как СКВ, не рассматривается как НДМ из-за высоких затрат. Для этих энергоустановок соединение различных мероприятий, таких как усовершенствованная низкоэмиссионная горелка и стадийный ввод воздуха, и т.д., как полагают, являются НДМ и для новых, и для существующих энергоустановок. Однако необходимо отметить, что в старых сооружениях топки обычно строились как можно меньше по объему (для высокой теплонапряженности). Поэтому температура в печи может быть уменьшена лишь ограниченно. Кроме того, глубина печи может позволить организовать только немного более длинный факел, чем первоначальный. Для старых топок применение современных турбулентных горелок, которые имеют факел не намного длиннее, чем в первоначальных горелках, расценивается как НДМ.

Высота топки в старых печах является обычно маленькой и может не позволить размещение устройств для ввода воздуха дожигания (ВД). Даже если есть такое место, продолжительность пребывания газов в верхней части топки не может быть достаточно большой для полного сгорания. В котлах, которые были построены позже, когда об образовании NO_x стало известно больше, топки стали делать обычно большими по объему, поэтому в них может быть достигнут более низкий уровень содержания NO_x . Лучшие результаты будут получены, когда низкоэмиссионное сжигание предусмотрено в проекте котла, то есть в новых сооружениях.

Для небольших энергоустановок с относительно постоянной нагрузкой и с устойчивым качеством топлива, СНКВ метод может быть применен как мера для дополнительного уменьшения выбросов NOx.

Использование первичных мероприятий в случае использования и каменного, и бурого углей имеет тенденцию вызывать неполное сгорание, в результате чего наблюдается более высокое содержание несгоревшего углерода в летучей золе и небольшое количество выбросов оксида углерода. При правильно выполненном проекте и контроле горения этих отрицательных воздействий обычно можно избежать. Уровень недожога в золе изменяется в зависимости от топлива и обычно несколько выше, чем без применения первичных мероприятий. Для большинства вариантов использования летучей золы допустимый уровень недожога — ниже 5 %. Уровни недожога ниже 5 % обычно могут быть достигнуты, но для небольшого количества каменных углей — только за счет несколько более высоких выбросов NO_x. Первичные мероприятия подавления NO_x также воздействуют на эффективность процесса. Если наблюдается неполное сгорание топлива, то происходит снижение энергетической эффективности. Обычное повышение уровня недожога из-за применения низкоэмиссионного сжигания приводит к снижению эффективности блока приблизительно на 0,1-0,3 %.

Для сжигания в кипящем слое каменного и бурого угля стадийное сжигание (стадийный ввод воздуха) считают НДМ. В этом случае сжигание начинается в подстехиометрических условиях пиролизом в слое барботирования или в нижней части циркулирующего слоя. Остальная часть воздуха сжигания добавляется позже и постепенно, чтобы в конце достигнуть сверх-стехиометрических условий и завершить сжигание. В циркулирующем кипящем слое циркулирующий материал гарантирует даже температурное распределение, которое обычно поддерживает температуру топки ниже 900 градусов, что и предотвращает в большой степени образование NO_x термического происхождения. С другой стороны, низкие температуры повышают выделение N_2O и увеличивают количество несгоревшего углерода. Поэтому выбор организации сжигания в кипящем слое — акт балансирования между противоречивыми требованиями в части выбросов NO_x , N_2O , SO_2 , несгоревших углеводородов, CO и угля.

Горение газов пиролиза непосредственно над кипящим слоем может привести к повышению температуры выше 1200° С и некоторому сопутствующему образованию NO_x термического происхождения. Как правило, образование NO_x в правильно разработанном котле с псевдоожиженным слоем может быть ниже уровня образования NO_x , достигаемого низкоэмиссионными горелками.

НДМ для предупреждения и управления выбросами NO_x и связанные уровни выбросов приведены в таблице 32. Связанные уровни выбросов базируются на среднесуточных значениях, стандартных условиях и уровне O_2 6 % — не на максимальных, непродолжительных пиковых значениях, которые могут быть выше.

Таблица 32. НДМ для подавления образования и контроля выбросов оксидов азота при сжигании каменных и бурых углей

Мощ- ность, МВт	Метод сжига- ния	Уровень выбросов NO _x , связанный с НДМ, мг/Нм ³		Топли- во	НДМ для достижения этих уровней	При- мени- мость	Мони- торинг
		Новые энерго- блоки	Реконструи- руемые энергоблоки				
50– 100	ПС	200–300 (N ₂ O: 2– 10)	200–300 (N ₂ O: 2–10)	Камен- ный и бурый угли	Комбинация ПМ (например, стадийный ввод воздуха и топлива, низкоэмиссионные горелки и т.д.), СНКВ для дополнительного снижения	Новые и ре- конст- руи- руемые энерго- блоки	Непре- рывный
	ССКС, ЦКС и СКСД	200–300 (N ₂ O: 30–120)	200–300 (N ₂ O: 30–120)		Комбинация ПМ (например, стадийный ввод воздуха и топлива)	Новые и ре- конст- руи- руемые энерго- блоки	Непре- рывный

Мощ- ность, МВт	Метод сжига- ния	связанны мг/Нм ³		Топли- во	НДМ для достижения этих уровней	При- мени- мость	Мони- торинг
		Новые энерго- блоки	Реконструи-				
100- 300	ПС	100–200 (N ₂ O: 2– 10)	энергоблоки 100–200 (N ₂ O: 2–10)	Камен- ный уголь	Комбинация ПМ (например, стадийный ввод воздуха и топлива, низкоэмиссионные горелки и т.д.), СКВ или комбинированные методы	Новые и ре- конст- руи- руемые энерго- блоки	Непре- рывный
	ПС	100–200 (N ₂ O: 2– 10)	100–200 (N ₂ O: 2–10)	Бурый уголь	Комбинация ПМ (например, стадийная подача воздуха и топлива)	Новые и ре- конст- руи- руемые энерго- блоки	Непре- рывный
	ССКС, ЦКС и СКСД	100–200 (N ₂ O: 30–120)	100–200 (N ₂ O: 30–120)	Камен- ный уголь	Комбинация ПМ (например, стадийная подача воздуха и топлива), если необходимо, также с СНКВ	Новые и ре- конст- руи- руемые энерго- блоки	Непре- рывный
	ССКС, ЦКС и СКСД	100–200 (N ₂ O: 30–120)	100–200 (N ₂ O: 30–120)	Камен- ный и бурый угли	Комбинация ПМ (например, стадийная подача воздуха и топлива)	Новые и ре- конст- руи- руемые энерго- блоки	Непре- рывный

Мощ-	Метод сжига-	связанный с НДМ,		Топли- во	НДМ для достижения этих	При- мени-	Мони- торинг
МВт	ния	мг/Нм ³ Новые	Реконструи-		уровней	мость	
		энерго-	руемые				
		блоки	энергоблоки				
>300	ПС	90–150	100–200	Камен-	Комбинация	Новые	Непре-
		(N ₂ O: 2–	$(N_2O: 2-10)$	ный	ПМ (напри-	и ре-	рывный
		10)	,	уголь	мер, стадийная	конст-	1
					подача воздуха	руи-	
					и топлива,	руемые	
					низкоэмисси-	энерго-	
					онные горелки	блоки	
					и т.д.), в со-		
					единении с		
					СКВ или ком-		
					бинированны-		
					ми методами		
	ПС	100–150	100–200	Бурый	Комбинация	Новые	Непре-
		$(N_2O: 2-$	$(N_2O: 2-10)$	уголь	ПМ (напри-	и ре-	рывный
		10)			мер, стадийная	конст-	
					подача воздуха	руи-	
					и топлива,	руемые	
					низкоэмисси-	энерго-	
					онные горелки и т.д.)	блоки	
	ССКС,	50–150	100–200	Камен-	Комбинация	Новые	Непре-
	ЦКС и	(N ₂ O:	$(N_2O: 30-120)$	ный и	ПМ (напри-	и ре-	рывный
	СКСД	30–120)	(11/20. 30–120)	ныи и бурый	мер, низких	конст-	Ьпририя
	скед	30 120)		угли	избытков воз-	руи-	
				y 1 J111	духа и стадий-	рум-	
					ная подача то-	энерго-	
					плива)	блоки	

Примечания:

ПС пылевое сжигание

ССКС сжигание в стационарном кипящем слое

СЦКС сжигание в циркулирующем кипящем слое

СКСД сжигание в кипящем слое под давлением

 $\Pi M(..)$ первичные мероприятия подавления NO_x

СКВ селективный каталитический метод восстановления NO_x **СНКВ** селективный некаталитический метод восстановления NO_x

Монооксид углерода (СО)

НДМ для минимизации выбросов СО — полное сжигание, которое предполагает правильное проектирование топки, использование высокоэффективного контроля и методов, оборудования и средств управления процессом и обслуживания системы сжигания. Помимо условий горения, оптимизированная система для уменьшения выбросов NO_x также снизит уровни СО (ниже 30 мг/ Hm^3 для пылевого сжигания, и ниже 100 мг/ Hm^3 в случае СКС). Для установок, сжигающих бурый уголь, где главным образом первичные мероприятия расценены как НДМ для снижения NO_x выбросов, уровни СО могут быть выше (100-200 мг/ Hm^3).

Фтористый водород (HF) и хлористый водород (HCI)

Для угольных топливосжигающих установок применение мокрого (особенно для энергоустановок с мощностью более 100 MBт) и сухого скрубберов признаны как НДМ для снижения выбросов SO_2 . Эти методы также дают высокий уровень снижения выбросов HF и HCl (98–99 %). При использовании мокрого или сухого скрубберов связанный уровень выброса для обоих загрязняющих веществ — 1-5 мг/Hм³.

При наблюдении повышенных уровней выбросов HF или HCl проблема может быть связана с внутренними перетоками дымового газа во вращающемся (регенеративном) газовом теплообменнике. В этом случае необработанный дымовой газ будет поступать непосредственно в дымовую трубу, с высоким содержанием SO₂, HF и HCl. Реконструкция существующего теплообменника или его замена на теплообменник современного типа рассматривается как часть НДМ. Лучший выбор в этом случае — отвод дымовых газов через градирню, при этом не нужен повторный нагрев дымового газа, поэтому не нужен и теплообменник.

Поскольку для ЦКС введение известняка было расценено как НДМ для снижения SO_2 , вместо мокрого скруббера при пылевом сжигании, уровень выбросов HCl, связанный с НДМ — между 15 и 30 мг/Нм³.

Аммиак (NH₃)

Недостаток систем СНКВ и СКВ — выброс непрореагировавшего аммиака в атмосферу (проскок аммиака). Считают, что концентрация аммиака, связанная с использованием НДМ, должна быть ниже 5 мг/ ${\rm Hm}^3$, чтобы избежать проблем для использования летучей золы и появления запаха аммиака в окрестностях станции. Проскок аммиака часто является лимитирующим фактором для использования СНКВ метода. Чтобы избежать проскока аммиака в СНКВ методе, нижний слой катализатора может быть установлен в области экономайзера котла. Поскольку этот катализатор уменьшает проскок аммиака, это также уменьшает количество выбросов ${\rm NO}_{\rm x}$.

Загрязнение вод

При эксплуатации угольных топливосжигающих установок образуются различные потоки сточных вод (см. материал «Основные экологические аспекты сжигания топлива при производстве энергии»). Все меры для уменьшения объемов сточных вод и предотвращения загрязнения вод, которые были представлены в разделе 3.10 BREF, являются НДМ и привелены в таблице 33.

Таблица 33: НДМ для очистки сточных вод

Метод	Основная экологиче-	Применимость				
	ская выгода	Новые энергоус-	Реконструируе-			
		тановки	мые энергоус-			
M	1		тановки			
Мокроизвестняковая десу		TITIL	TITDA			
Очистка сточных вод	Удаление фторидов, тя-	НДМ	НДМ			
флокуляцией (коагуля-	желых металлов, ХПК и					
цией), осаждением, фильтрацией, с помо-	взвешенных частиц					
щью ионообменных ма-						
териалов и нейтрализа-						
цией						
Снижение содержания	Уменьшение содержа-	НДМ только в случае, если содержа-				
аммиака аэрацией, от-	ния аммиака	ние аммиака в сточных водах высоко,				
стоем или биоразложе-		т.к. СКВ/СНКВ располагаются за установками ДС (по направлению движения газов)				
нием						
Замкнутые водооборот-	Уменьшение сброса	НДМ	НДМ			
ные системы	сточных вод					
Смешение сточных вод	Предотвращение сброса	НДМ	НДМ			
с угольной золой	сточных вод					
Удаление и транспортиро	вка шлака					
Замкнутые оборотные	Уменьшение сброса	НДМ	НДМ			
системы с фильтрацией	сточных вод					
и осаждением						
Регенерация обессоливаю						
ных обессоливающих фил	*	T	T			
Нейтрализация и осаж-	Уменьшение сброса	НДМ	НДМ			
дение	сточных вод					
Отмывка адсорбентов		L x x x x				
Нейтрализация		НДМ только со щелочным процессом				
Обмывки котлов, воздухо	подогревателей и газо-					
очистного оборудования		TITO (TITO (
Нейтрализация и замк-		НДМ	НДМ			
нутые оборотные сис-	Уменьшение сброса					
темы или замена без-	сточных вод					
водными методами очи-						
Породуности и сток						
Поверхностный сток						
Отстой или химическая очистка и повторное ис-	Уменьшение сброса	НДМ	НДМ			
пользование	сточных вод	11/41/1	11/4141			
110v1D30Du11110		1	1			

Как упомянуто в разделе «Разгрузка, хранение и перемещение топлива и добавок», хранение каменного и бурого угля на герметичных площадках с дренажом и сбором фильтрата рассматривается как НДМ. Любой поверхностный сток (дождевая вода) с участков хранения, который содержит частицы топлива, должен быть собран и отстоян перед сбросом. Связанный с НДМ уровень содержания взвесей в сбрасываемой воде, как полагают, является меньше 30 мг/л.

Иногда на электростанции невозможно предотвратить возникновение небольших количеств сточных вод, загрязненных нефтепродуктами. Обычно достаточно установки нефтеловушек для предотвращения любого экологически вредного воздействия на окружающую среду.

НДМ для мокроизвестняковой десульфуризации газов связано с применением установки очистки сточных вод. Очистка состоит из различных установок химической очистки от тяжелых металлов и твердых веществ и включает регулирование рН, осаждение тяжелых металлов и удаление твердых веществ и осадков из сточных вод. При этом контролируются следующие параметры: рН, проводимость, температура, содержание твердых веществ, содержание хлора, концентрации тяжелых металлов (таких как Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Zn, V, Pb), концентрация фтора и химическая потребность в кислороде (ХПК). Качество сточных вод после очистки изменяется очень сильно в зависимости от качества топлива, используемого процесса десульфуризации и объема сточных вод. Уровни сбросов, связанные с использованием НДМ очистки сточных вод приведены в таблице 34.

Таблица 34. Уровень содержания загрязняющих веществ в очищенных сточных водах мокроизвестнякового скруббера, связанный с использованием НДМ

	Содержание загрязняющих веществ в очищенных сточных водах мокроизвестнякового скруббера (мг/л)											
	Гвер- Суль- Суль Суль- F XПК Zn Cr Cd Cu Pb Ni Hg											
5-10	1000- 1500	0.5–15	<0.2	1-10	<150	<1	<0.5	<0.05	<0.5	<0.1		0.001- 0.002

Другие методы очистки сточных вод, описанные в главе 3 BREF, можно также рассматривать как НДМ.

Топливные отходы

Как упомянуто в разделе 4.3.6 BREF, промышленность уделяет большое внимание использованию отходов горения и побочных продуктов вместо того, чтобы вести их захоронение. Утилизация и повторное использование — лучший доступный выбор и приоритетное направление. Большое количество различных вариантов повторного использования побочных продуктов угольных электростанций представлено в таблице 4.3 BREF.

Есть десятки разных возможностей использования различных побочных продуктов. Каждый отдельный метод использования имеет свои специфические требования к качеству золы. В этом документе невозможно описать все эти критерии. Качественные требования обычно связаны со структурными свойствами золы и содержанием любых вредных веществ, таких как количество недожога, растворимых тяжелых металлов, и т.д.

Конечным продуктом мокроизвестнякового метода является гипс, который представляет собой коммерческий продукт. Он может быть продан для использования вместо естественного гипса. Фактически большая часть гипса, произведенного на электростанциях, используется в производстве гипсокартона. Чистота гипса ограничивает количество известняка, который может быть подан в процесс.

Конечный продукт сухих процессов десульфуризации используется для различных целей в строительстве вместо естественных полезных ископаемых, например в дорожном строительстве, для строительства земляных сооружений и площадок, заполнения шахт и сооружения дамб гидросооружений.

Тепловая эффективность топливосжигающих установок на каменных и бурых углях

На рисунках 12 и 13 показаны полные тепловые эффективности угольных энергоустановок в Европе в зависимости от их мощности и года ввода в эксплуатацию.

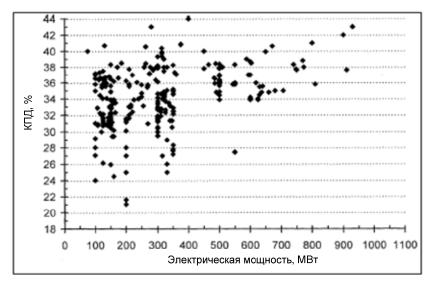


Рисунок 12. КПД нетто угольных электростанций в Европе в зависимости от мощности [17].



Рисунок 13. КПД нетто угольных электростанций в Европе в зависимости от года ввода в эксплуатацию [17].

В таблице 35 приведены КПД нетто различных типов энергоустановок на твердом топливе

Таблица 35. Типичные КПД нетто различных энергоустановок [18].

Тип энергоуста-	Пыле-	Пыле-	Пыле-	Пыле-	СЦКС	Комб.	Слоевое
новки	вое	вое	вое	вое	(моди-	цикл с	сжига-
	сжига-	сжига-	сжига-	сжига-	фиц.)	внутри-	ние под
	ние	ние	ние	ние		цикло-	давле-
						вой га-	нием
						зифика-	(моди-
						цией	фиц.)
Электр.мощность	600 МВт	412 MBT	412 МВт	2х808 МВт	250 МВт	318 МВт	
Давление острого пара	180 бар	250 бар	300 бар	268 бар	163 бар	115 бар	94 бар
Температура острого пара	2 x 540 °C	2 x 560 °C	3 x 580 °C	547 °C	2 x 565 °C	507 °C	513 °C
Давл. в конденса- торе	33 мбар	20 мбар	21 мбар	40 мбар	44 мбар	70 мбар	44 мбар
Система охлаж-	Морск.	Морск.	Морск.	Градир- ня	Градир- ня	Градир- ня	
дения	вода	вода	вода				
Тип угля	Биту- мозный	Биту- мозный		Бурый	Бурый	Камен. / торф	
$Q_p^H(MДж/кг)$	24.75	26.3	23/30	8.3 - 9.2	14.75	13.6/	
						32.65	
Зольность (%)	16	9	5/17	8.8	28	41/0.3	
Выход летучих	35	34	20/40	22-48%	37	19/13	
(%)				daf.			
Влажность (%)	8	9	5/14		11	12/7	
Сернистость (%)	0.6	0.6	0.1/3	0.3 - 1.4	3.7	0.9/5.5	
КПД нетто	41.2 %	45.3 %	47.5 %	40 %	38.8 %	42.5 %	38.5 %

В таблице 36 приведены типичные значения тепловой эффективности (КПД нетто) для различных типов энергоустановок, приведенные к единым условиям по топливу (уголь с низшей рабочей калорийностью 26630 кДж/кг, 1% сернистости, 7% влажности и 16% зольности), выбросам в атмосферу ($SO_2 = 300 \text{ мг/нм}^3 - O_2 = 6\%$, $NO_X = 200 \text{ мг/нм}^3$, пыль 50 мг/нм³) и для различных параметров парового цикла.

Таблица 36. Эффект характеристик парового цикла на эффективность для различных технологий [18].

Давление острого пара/	Пылевое	Сжигание в	Комб.цикл с	Сжигание в
температура/ давление в	сжигание	кипящем слое	внутрицикло-	кипящем
конденсаторе		с атмосферным	вой газифи-	слое под дав-
		давлением	кацией	лением 1
165 бар, 2 х 565 °C, 45 мбар	38.5 %	38.0 %	44.5 % ²	43 %
165 бар, 2 х 565°С с очист-			47 %	
кой горячих газов				
250 бар, 2 х 565 °C, 45 мбар	42.0%	41.5 %		44.5 %
300 бар, 3 х 580 °C, 45 мбар	45.0 %	44.5 %	47.0 % ³	45.5 %

- 1. Проектная эффективность
- 2. Эффективность комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией
- 3 Докритические параметры парового цикла (165 бар, 2 x 565 °C) с очисткой горячих газов

Рабочие условия очень сильно влияют на среднюю эксплуатационную эффективность. Измеренная эффективность энергоустановки отличается от проектной, так как рабочие условия редко совпадают с идеальными проектными условиями (происходит загрязнение, шлакование, перегрев, неидеальные условия в конденсаторе, продувки, и т.д.), и характеристики топлива никогда точно не совпадают с характеристиками проектного топлива (значение калорийности, зольность и т.д.).

Старение нормально эксплуатируемой станции (загрязнение, шлакование, коррозия, протечки и т.д.) также со временем приводит к ухудшению эффективности.

Более детальная информация об улучшении эффективности угольных электростанций при внедрении отдельных мероприятий и развитии конструкционных материалов приведены на рис. 14 и 15.

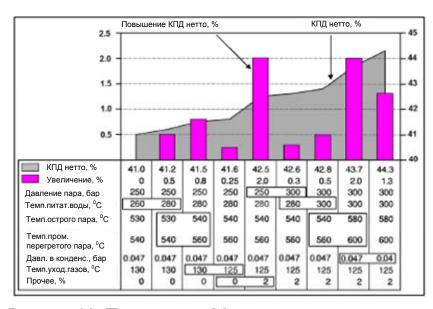


Рисунок 14. Повышение эффективности угольных электростанций – влияние отдельных мероприятий [19]

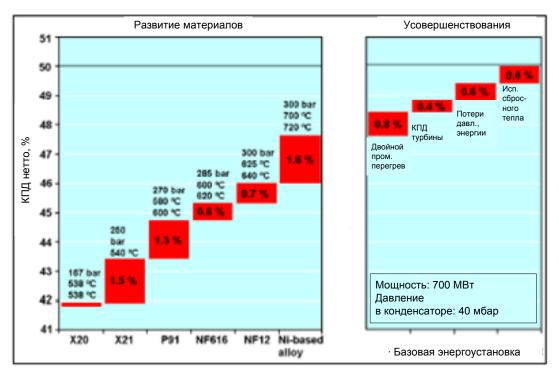


Рисунок 15. Повышение КПД угольных электростанций – развитие материалов [19]

Прочие аспекты влияния на эффективность энергоустановок

Применяемая технология: для комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией, например, потребление энергии на вспомогательные процессы больше (на установку разделения воздуха, очистку газа и компрессор) по сравнению с традиционным котлом при такой очистке газов.

Уровень очистки уходящих газов: передовой способ мокроизвестняковой десульфуризации требует больше энергии и, как правило, применение мер по снижению выбросов оказывает отрицательное влияние на энергоэффективность.

Проектирование вспомогательных процессов: устройства собственных нужд котла должны выдерживать все изменения параметров по отношению к своим проектным значениям (то есть возможные протечки, изменения топлива, стартовых условий, избыточное резервирование, и т.д.). Это приводит к изменениям объемов потребляемой энергии по сравнению с нормальными условиями и проектных объемов потребления топлива.

КПД котла. Для нового чистого котла уровень КПД около 86 — 95 % является текущим регистрируемым значением при сжигании твердых топлив и не может быть повышен простыми средствами. Основные потери происходят с теплом уходящих дымовых газов, с недожогом в золе, теплом шлака и золы и потерями тепла через обшивку. Влияние топлива также очень существенно. Даже при одинаковых условиях работы (то есть при одних температурах уходящих газов и окружающей среды, избытках воздуха и т.д.), тем не менее, котлы имеют различные КПД в зависимости от топлива, например его калорийности:

- Условный (международный) уголь: 95 %
- Бурый уголь: 92 %
- Низкосортный бурый уголь: 86 %.

Выбросы в атмосферу

В таблицах 37 — 41 сведены доступные данные по измеренным уровням выбросов (SO_2 , NO_X , и N_2O , пыли, CO, HF, HCl, NH₃, тяжелых металлов, частично Hg) некоторых энергоустановок, расположенных в основном в Европе. Данная информация предоставлена несколькими электростанциями и может быть недостоверна для некоторых предприятий.

Выбросы в атмосферу от энергоустановок на каменном угле

Таблица 37. Выбросы (в концентрациях) в атмосферу от энергоустановок, в нормальных условиях и в базовой нагрузке сжигающих уголь.

Тепловая	Технология	Меры снижения вы-	Выбр	осы в ат	мосферу,	мг/нм ³				Примечания
мощность, МВт	сжигания	бросов	SO ₂	NO _X	Пыль	CO	HF	HCl	NH ₃	
	КР									
	ПС		52 – 128	154 – 158		18 – 31	10			
50 100	СКСА									
50 – 100	СКСД	Впрыск известняка		214 – 257						
	СКСД	2х70 МВтэл с СКВ	170	50		20-40				Топливо: S - 0.7%
		(+тепловая нагрузка)								Битумозный уголь
	КР									
	ПС									
	CKCA	Впрыск известняка на уровне вторичного воз- духа	200 – 800	150 – 300	30 – 50	100 – 150				Горячего типа, способ сжигания на решетке
100 – 300	СКСА	ТФ/ДС(мокр)/СКВ	40 - 110							
100 – 300	СКСА	ДС(сорб)/ТФ/СКВ	75	322	14	5.7	0.05	0.7		
	СКСД	Известняк/СКВ		43 – 114						Станция в Японии
	СКСД	Известняк/СНКВ		29 – 143						
	СЦКС	Известняк/ЭФ	100 – 200	60 – 160						

Тепловая	Технология	Меры снижения вы-	Выбро	сы в ати	иосферу	, мг/нм ³				Примечания
мощность, МВт	сжигания	бросов	SO ₂	NO _X	Пыль	CO	HF	HCl	NH ₃	
	ПС	отсутствуют	2000 - 3000							Обычный уголь с сернистостью 1%
	ПС	ЭФ/ДС(мокр)/СКВ	20 – 252	90 – 190	3 – 11	12 – 25	0.2 -	1.7 – 30	0.16 – 0.5	Котел с твердым шлакоудалением, несколько установок
	ПС	ЭФ/ДС(мокр)/СКВ	185	200	8	27	7	7	0.5	Котел с жидким шлакоудалением
> 200	ПС	ПМ/ДС(сух)/ЭФ/СКВ	130	140	5 – 10					
>300	ПС	ПМ/ДС(сорб)/ЭФ	170	270	20					
	ПС	ПМ(низкотокс.горелки) /ДС(сорб)/ТФ	170	250	20					
	ПС	ПМ (reburning gas-coal)		250 - 350						
	ПС	ПМ (reburning coal-coal)		300 - 430						
	СЦКС	Известняк + ЭФ	100 – 200	100 – 250	30 – 50					Станции во Франции, США и Польше

КР (колосниковые решетки) ПС (пылевое сжигание) СКСА (сжигание в кипящем слое при атмосферном давлении) СКСД (сжигание в кипящем слое под давлением) ДС(мокр) (Мокрая десуль-ДС(сух) (Сухая десульфуризация в скруббефуризация) pe) ЭФ (Электрофильтр) ДС(сорб) (Десульфуризация дымовых газов впры-ТФ (Тканевый фильтр) ском сорбента) **ПМ(..)** (Первичные методы подавления NO_X) СКВ (Селективное каталити- СНКВ (Селективное некаталитическое восческое восстановление NO_X) становление NO_X)

Таблица 38. Удельные выбросы в атмосферу от энергоустановок, в нормальных условиях и в базовой нагрузке сжигающих уголь.

Тепловая мощность,	Технология сжигания	Меры снижения выбросов	Эффективность производства элек-	Эффективность использования			выброс	ы в	атмо	сферу,
МВт		1	троэнергии, %	топлива, %		NO _X	Пыль	CO	HF	HCl
	КР			,	_					
	ПС	ЭФ/DESONOX	29	80		75.4 -		9.2 -		
50 – 100						80.2		15.2		
	СКСА									
	СКСД	Известняк				75 –				
						90				
	КР									
	ПС									
	СКСА	ДС(сух)/ТФ/СКВ	25	81	26.1	111.5	5.08	1.98	0.019	0.28
100 - 300	СКСА	Известняк/ЭФ	38	54.2						
100 – 300	СКСД	Известняк/СНКВ				10 –				
						50				
	СКСД	Известняк/СКВ				15 -				
						40				
	ПС	ЭФ/ДС(мокр)/СК	32 – 44	37 - 70		34 –	1.1 -	4.9 -	0.08 -	0.6 -
		В				97	5.1	8.3	1.2	12.3
>300	ПС	ЭФ/ДС(мокр)/СК	<39							
/ 300		В								
	СКСА									
	СЦКС		39							

КР (колосниковые решетки) ПС (пылевое сжигание) СКСА (сжигание в кипящем слое при атмосферном давлении)

СКСД (сжигание в кипящем слое под давле- ДС(мокр) (Мокрая десульфуризация) нием)

ДС(сух) (Сухая десульфуризация в скруббере)

ДС(сорб) (Десульфуризация дымовых газов ЭФ (Электрофильтр) впрыском сорбента)

ТФ (Тканевый фильтр)

ПМ(..) (Первичные методы подавления NO_X) **СКВ** (Селективное каталитическое восстанов- **СНКВ** (Селективное некаталиление NO_X)

тическое восстановление NO_X)

Выбросы в атмосферу от энергоустановок, сжигающих бурый уголь

Таблица 39. Выбросы в атмосферу от энергоустановок, в нормальных условиях и в базовой нагрузке сжигающих бурый уголь.

Тепловая	Техноло-	Меры снижения	Выбро	сы в ат	мосферу	, мг/нм	3			Примечания
мощность, МВт	гия сжи- гания	выбросов	SO ₂	NO _X	Пыль		HF	HCl	NH ₃	
100 - 300	СКСА	Известняк/ЭФ	393	168	10	0.2	0.5	4		N_2O 26 мг/нм ³
	ПС	ПМ(малотокс. горелки и стадийный ввод воздуха и топлива) /ЭФ/ДС(мокр)	77 – 341	141 – 176	2 - 13.5	4.4 – 182	0.08 -	0.5 – 1		Твердое шла- коудаление
	ПС	ПМ(малотокс. горелки и стадийный ввод воздуха и топлива) /ЭФ/ДС(мокр)		141 – 230	2 – 50	4.4 – 250	0.5 – 10			
	ПС	ПМ (малотокс. горелки и стадийный ввод воздуха и топлива) /фильтры с активированным углем/ДС(мокр)	5	150	30	80	1	0.2		Выбросы диоксинов между 1 и 30 пгТЕQ/нм ³
>300	ПС	ЭФ/ДС(мокр)/СКВ	230	<200	30				<10	Твердый бурый уголь
	ПС	ПМ (малотокс. горелки и стадийный ввод воздуха и топлива) /фильтры с активированным углем/ДС(сух)	241.2	272.3	6.6	8.7	1.3	4		
	ПС	ПМ (интегрированы в процесс сжигания) – DESOX ЭФ	300 – 450	200 – 400	50 – 100					Высокий уровень десульфуризации обеспечивается высокощелочной золой низкосортного бурого угля

Тепловая	Техноло-	Меры снижения	Выбро	сы в атм	иосферу	, мг/нм ³				Примечания
мощность,	гия сжи-	выбросов	SO ₂	NO_X	Пыль	CO	HF	HCl	NH ₃	
МВт	гания									
>300	ПС	ПМ (интегрированы в процесс сжигания)/ЭФ	2000	200 – 300	50 – 100					Низкий уровень десульфуризации объясняется среднещелочной золой низкосортного бурого угля
	СКСА		50 – 200	250 – 400	10 – 50					

КР (колосниковые решетки) ПС (пылевое сжигание) СКСА (сжигание в кипящем слое при атм. давлении) СКСД (сжигание в кипящем слое под дав-ДС(мокр) (Мокрая десульфуризация) ДС(сух) (Сухая десульфуризация в скруббере) лением) ДС(сорб) (Десульф. дымовых газов впры-ЭФ (Электрофильтр) ТФ (Тканевый фильтр) ском сорбента) ПМ(..) (Первичные методы подавления СНКВ (Селективное некаталит. вос-СКВ (Селективное каталит. восстановле-NOX) ние NO_X) становление NO_X)

Таблица 40. Удельные выбросы в атмосферу от энергоустановок, в нормальных условиях и в базовой нагрузке сжигающих бурый уголь.

Тепловая	Техноло-	Меры снижения	Эффектив-	Эффектив-	Удель	ные вы	бросы в	атмосф	реру, мі	/МДж
мощ-	гия сжи-	выбросов	ность произ-	ность исполь-	SO ₂	NO_X	Пыль	CO	HF	HCl
ность,	гания		водства элек-	зования топ-						
МВт			троэнергии, %	лива, %						
100 - 300	ПС	Известняк/ЭФ	28	41.7	177.4	76.1	4.5	0.1	0.19	1.8
	ПС	ПМ(малотокс. го-	35.7 - 41.7		5 -	43 -	0.09 -	4.9 -	0.028	0.028
		релки и стадийный			112	60.4	5	25.9		
		ввод воздуха и топ-								
		лива) /ЭФ/ДС(мокр)								
	ПС	ПМ (малотокс. го-	37		2.16	60.36	10.7	25.86	0.43	0.088
		релки и стадийный								
		ввод воздуха и топ-								
>300		лива) /фильтры с ак-								
7 300		тивированным уг-								
		лем/ДС(мокр)								
	ПС	ПМ (малотокс. го-	28.9	69.1						
		релки и стадийный								
		ввод воздуха и топ-								
		лива) /фильтры с ак-								
		тивированным уг-								
		лем/ДС(сух)								

Примечания: КР (колосниковые решетки) ПС (пылевое сжигание) СКСА (сжигание в кипящем слое при атмосферном давлении) СКСД (сжигание в кипящем слое под давле-ДС(мокр) (Мокрая десульфуриза-ДС(сух) (Сухая десульфуризация в нием) ция) скруббере) ДС(сорб) (Десульфуризация дымовых газов ЭФ (Электрофильтр) ТФ (Тканевый фильтр) впрыском сорбента) СНКВ (Селективное некаталитическое **ПМ(..)** (Первичные методы подавления NO_X) СКВ (Селективное каталитическое восстановление NO_X) восстановление NO_X)

Таблица 41. Уровень выбросов NO_x от существующих энергоустановок без вторичных средств подавления NO_X [18]

		Каменный уголь без средств по- давления NO _x (мг/нм ³)	Каменный уголь с низ- котоксичны- ми горелка- ми (мг/нм ³)	Бурый уголь без средств подавления NO _x (мг/нм ³)	Бурый уголь с первичны-ми средства-ми подавления NO _x (мг/нм ³)
Твердое шлако-	Горизонтальный факел	1000 – 1500	500 – 650		
удаление	Тангенциальный факел	600 – 900	400 – 650	400 – 700	200 – 500
	Вертикальный факел	700 – 900			
Жидкое шлако- удаление	Циклонная система горения	1500 – 2500	1000 – 2000		

Выбросы тяжелых металлов

В процессе горения тяжелые металлы переходят в форму паров металлов, а также в формы хлоридов, оксидов, сульфидов и т.д. Большая доля тяжелых металлов конденсируется при температурах до 300°С и захватывается частицами пыли (летучей золы).

Таблица 42. Балансы масс тяжелых металлов для различных типов энергоустановок

Металл	Каменный уголь,	Бурый уголь, твер-	Каменный уголь,
	твердое шлакоудале-	дое шлакоудаление	жидкое шлакоуда-
	ние		ление
Выход (% от входа) в	шлаках		
As	1.6 - 7.5	0.4	10 - 21.2
Cd	1.8 - 8.9	В зависимости от	15 – 30.1
		типа установки	
Hg	2	-	2
Pb	3.1 – 11.3	1.1	76.7 – 88.8
Выход (% от входа) в	летучей золе (для твердо	ого шлакоудаления)	
As	88 – 91.2	98	
Cd	89.8 – 95	96	
Hg	17 – 39	49	
Pb	81 – 94	98	
Выход (% от входа) в	сточных водах после отс	стоя гипса	
As	0.4 – 1.19	0.4	21.4 – 83.5
Cd	1.1 – 3.5	0.4	72 – 79
Hg	27 – 41	4.9	44 – 71
Pb	0.9 – 1	0.4	10 – 17.5
Выход (% от входа) в	дымовых уходящих газа	X	
As	0.18	0.42	6.5 - 17.3
Cd	0.19	4.2	0.1 – 6
Hg	18 – 32	44	27.6 – 54
Pb	0.17	0.5	1.2 - 2.6

Примечание: Данные по установкам с DENOX опущены. На этих установках используются электрофильтры для пылеулавливания и мокрые или сухие скрубберы для десульфуризации дымовых газов

Из табл. 42 видно, что системы пылеулавливания и десульфуризации могут также удалять из дымовых газов тяжелые металлы. Поэтому в современных энергоустановках, оснащенных средствами очистки дымовых газов, содержание тяжелых металлов в очищенных дымовых газах очень мало.

Низкий уровень поглощения Hg в котлах с твердым шлакоудалением приводит к существенным количествам выбросов газообразной ртути. В котлах с жидким шлакоудалением, в отличие от Hg, слабо поглощается As, в результате чего он в измеримых количествах выбрасывается с дымовыми газами. Для котлов с жидким шлакоудалением рециркуляция летучей золы приводит к росту выбросов только тяжелых металлов с высокой летучестью, таких как Hg и особенно As.

Эксперименты на каменноугольных установках с твердым шлакоудалением для изучения влияния нагрузки и сжигания различных углей на баланс масс тяжелых металлов дали следующие результаты:

• в основном объем выбросов газообразной ртути с дымовыми газами зависит от содержания в угле хлоридов и кальция. Хлориды дают два противоположных эффекта. Они приводят к росту доли газообразной ртути, но они также способствуют улавливанию ртути в установках мокрой десульфуризации в виде HgCl₂, который может легко вымываться. Кальций способствует отделению ртути в электрофильтрах

- осаждение тяжелых металлов в шлаке не зависит от химического состава угля
- осаждение тяжелых металлов на частицах летучей золы не зависит от химического состава угля, но зависит от нагрузки котла, достигая максимального уровня при полной нагрузке.

В таблице 43 обобщены данные по измерениям тяжелых металлов для угольных энергоустановок с электрофильтрами и установками мокрой десульфуризации.

Таблица 43. Пути миграции тяжелых металлов в угольных энергоустановках [4].

Металл	Количество тяжел личных процессах	,	водимых в раз-	Выброс ³
	Удаляется со шлаком и лету- чей золой из электрофильтров	Удаляется с отходами де- сульфуриза- ции + осадок фильтрования сточных вод на очистных сооружениях	Доля, выбрасываемая через дымовую трубу	Концентрация в выбросах (мкг/нм ³)
As	97 – 98.7	0.5 - 1.0	0.3 - 2	0 - 5
Cd	95.2 – 97.6	0 - 1.1	$2.4 - 3.6^{-1}$	0 - 5
Cr	97.9 – 99.9	0 - 0.9	0.1 - 0.5	0 - 5
Hg	$72.5 - 82^{2}$	0 - 16	$5.1 - 13.6^2$	0 - 5
Mn	98 – 99.8	0.1 - 1.7	0.1	0 - 5
Ni	98.4 – 99.8	0.2 - 1.4	0.1 - 0.4	0 - 5
Pb	97.2 – 99.9	0 - 0.8	0.1 - 1.8	0 - 5
V	98.4 – 99.0	0.9 - 1.3	0.2 - 0.3	0 - 5

Примечания:

- 1. В данном случае выброс кадмия выше, чем обычно приводится в литературе.
- 2. Эффективность удаления ртути здесь выше, чем обычно указывается в литературе. По литературным данным около 20 30 % ртути выбрасывается в атмосферу и только около 30 40 % удаляется в электрофильтрах.
- 3. Это приблизительные значения выбросов, включающие выбросы газообразных и твердых веществ. При хорошей очистке от твердых частиц концентрации всех тяжелых металлов обычно ниже или около 1 мкг/нм³.

В установках с внутрицикловой газификацией малолетучие металлы с высокой температурой кипения эффективно захватываются и иммобилизуются в шлаке. Прочие высоколетучие металлы могут конденсироваться и захватываться в скрубберах для очистки синтетического газа.

Литература

- 1. US EPA (1997). "EPA Office of Compliance Sector Notebook Project. Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry".
- 2. Verbundkraft (2002). "Dürnrohr Power Plant. A milestone in environmental protection".
- 3. Siemens (2000). "Benson boilers for maximum cost-effectiveness in power plants", Power Generation Group (KWU).
- 4. Finnish LCP WG (2000). "Finnish expert report on Best Available Techniques in Large Combustion Plants".
- 5. Müller-Kirchenbauer, J. (1999). "Technologietransfer und Importbedarf für die Errichtung fortschrittlicher fossil befeuerter Kraftwerke in China und Indien und Resultierende Rückwirkungen auf die Ursprungsländer".
- 6. Müller-Kirchenbauer, J. (2001). "Status and Development of the Power Plant Industry in China and India", VGB PowerTech.
- 7. EC (2001). "European pollution emission register", European Environment Agency.
- 8. Corinair (1996). "CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook", EMEP Expert panels /UNECE/.
- 9. OSPAR (1997). "Large Combustion Installations (>50 MWth). Emissions and reduction in emissions of heavy metals and persistent organic compounds", Oslo and Paris Convention.
- 10. Davidson, R. M. (2000). "How coal properties influence emissions".
- 11. Berdowski, J. J. M.; Bass, J.; Bloos, J. J.; Vissschedijk, A. J. H. and Zandveld, P. Y. J. (1997). "The European Emission Inventory of Heavy Metals and Persistent Organic Pollutants for 1990".
- 12. Verbund (1998). "Umweltbericht 98, Kapitel 6 Der Treibhauseffekt", Östereichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbundgesellschaft).
- 13. EEA (1999). "Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990 1996", M. Richter.
- 14. IEA (2001). "Greenhouse Gas Emissions from Power Stations", Greenhouse Gas R&D Programme.
- 15. Strömberg, L. (2001). "Discussion on the potential and cost of different CO₂ emission options in Europe", VGB PowerTech.
- 16. Itkonen, A. and Jantunen, M. J. (1989). "The Properties of Fly Ash and Fly Ash Mutagenicity", Encyclopedia of Environmental Control Technology.
- 17. Kakaras, E. and Grammelis, P. (2000). "Study on the size and type of existing electricity-generating capacity using solid fuels within an enlarged EU".
- 18. Eurelectric (2001). "EURELECTRIC proposal for a Best Available Techniques Reference Document for Large Combustion Plants".
- 19. Benesch (2001). "Planning new coal-fired power plants", VGB PowerTech.