

Комплексное предотвращение и контроль загрязнения (IPPC)

**Проект справочного документа о наилучших доступных
технических методах для крупных топливоиспользующих
установок**

Ноябрь 2004 г.

РАСПИРЕННАЯ АННОТАЦИЯ.....	2
1.3 ОСНОВНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ	14
1.3.1 Энергоэффективность	15
1.3.2 Выбросы в атмосферу.....	17
1.3.3 Сбросы в водные объекты	27
1.3.4 Отходы горения и его побочные продукты	29
1.3.5 Шумовое воздействие	32
1.3.6 Выбросы радиоактивных веществ	32
2.1. ПРИНЦИПЫ СЖИГАНИЯ	34
2.2. ОБЩЕРАСПРОСТРАНЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ	35
2.2.1. Типичная тепловая паротурбинная электростанция	35
2.2.3. Генераторы внутреннего сгорания.....	39
2.2.4. Газотурбинные установки.....	39
2.2.5. Парогазовые установки	40
2.2.6. Когенерация.....	40
2.2.7. Удельные издержки для различных схем тепловых электростанций	41
2.7.9 Общие технические меры по повышению эффективности КТУ.....	42
3.2.6 Общая характеристика пылеулавливающих устройств.....	44
3.3.7. Общая эффективность методов десульфурации дымовых газов	45
3.5.6 Общая характеристика методов комбинированного удаления SO_2 и NO_x	54
3.11 ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СБРОСОВ В ПОЧВЫ	56
3.12 МЕРЫ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ШУМОВЫМИ ВЫБРОСАМИ	57
3.12.1 Основные возможности	57
3.14 МОНИТОРИНГ ВЫБРОСОВ/СБРОСОВ И ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ОТЧЁТНОСТИ ПО НИМ.....	58
3.14.1 Компоненты выбросов/сбросов.....	58
3.14.2 Базовые условия и параметры.....	59
3.14.3 Места отбора проб.....	59
3.14.4 Мониторинг выбросов/сбросов.....	59
3.14.5 Сообщение данных по выбросам/сбросам	61
3.15. ИНСТРУМЕНТЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА	61
3.15.1 БАТ для экологического менеджмента	67
3.16. ВВЕДЕНИЕ В КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ КАК ЦЕЛОГО.....	68
4.1.2 Подготовка угля и лигнита	70
4.1.8 КПД угольных и лигнитовых КТУ	72
4.1.9 Контроль за выбросами в атмосферу угольных и лигнитовых КТУ.....	72
4.1.10. Водоподготовка и очистка сточных вод.....	82
4.1.11 Очистка остаточных продуктов горения и побочных продуктов.....	82
4.5. НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ МЕТОДЫ СЖИГАНИЯ КАМЕННЫХ И БУРЫХ УГЛЕЙ.....	86
4.5.1 Введение.....	86
4.5.2. Разгрузка, хранение и перемещение топлива и добавок	87
4.5.3. Предварительная обработка топлива	87
4.5.4. Сжигание.....	87
4.5.5. Тепловая эффективность	88
4.5.6 Пыль	89
4.5.7 Тяжёлые металлы	92
4.5.8 Выбросы SO_2	92
4.5.9 Выбросы NO_x	95
4.5.10 Моноксид углерода (CO)	98
4.5.11 Фтористый водород (HF) и хлористый водород (HCl).....	98
4.5.12 Аммиак (NH_3)	98
4.5.13 Загрязнение вод	98
4.5.14 Топливные отходы	100
7.5 НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ (БАТ) СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА	101
7.5.1 Поставка газообразного топлива и добавок и обращение с ними.....	102
7.5.2 Термический КПД газовых теплоиспользующих установок.....	103
7.5.3 Выбросы пыли и SO_2 газовыми теплоиспользующими установками.....	105
7.5.4 Выбросы окислов азота и CO газовыми теплоиспользующими установками	106
7.5.5 БАТ для теплоиспользующих установок, эксплуатируемых на морском шельфе.....	110

Расширенная аннотация

В данной аннотации излагаются основные результаты и выводы в отношении рекомендаций по наилучшим доступным техническим методам БАТ и соответствующим им уровням выбросов и сбросов. Её можно рассматривать и использовать как отдельный документ, но, как в аннотации, в ней не представлены все положения полного текста документа BREF (например, подробности БАТ отдельных разделов). Она не может заменить собой полный текст BREF, служить инструментом принятия решений в отношении БАТ, поэтому настоятельно рекомендуется ознакомиться также с предисловием и введением к разделам по БАТ.

В подготовке и обсуждении данных рекомендаций приняло участие более 60 экспертов, представляющих государства-члены, промышленность и экологические общественные организации.

Область определения

Настоящим документом BREF в целом охватываются топливоиспользующие установки, имеющие тепловую мощность более 50 МВт. Сюда относится энергетический сектор и те секторы, в которых используются "традиционные" (предлагаемые на рынке и специальные) виды топлива, топливоиспользующие установки которых не охватываются документами BREF для других секторов. Уголь, лигнит, биомасса, торф, жидкое и газообразное топливо (включая водород и биогаз) считаются традиционными видами топлива. Сжигание отходов не рассматривается, в отличие от совместного сжигания отходов и регенерированного топлива на крупных топливоиспользующих установках. Настоящим документом BREF охватываются не только топливоиспользующие установки, но и геолого-разведочные работы и реализация продукции, непосредственно связанные с процессом горения. Топливоиспользующие установки, в которых в качестве топлива используются связанные с технологическим процессом остаточные и побочные продукты или топливо, которое не предлагается на рынке, равно как и процессы горения, являющиеся неотъемлемой частью определённого производственного процесса, не охватываются настоящим документом BREF.

Представленная информация

При разработке этого документа использовалось большое количество документов, докладов и информации, представленных государствами-членами, промышленностью, операторами и властями, а также поставщиками оборудования и экологическими НПО. Кроме того, информация собиралась в ходе выездов на места в разные государства-члены ЕС, личного общения по вопросам выбора технологий и опыта применения технических методов сокращения выбросов и сбросов.

Структура документа

Выработка электроэнергии (энергии) и/или тепла представляет собой многообразный сектор в Европе. Выработка энергии базируется на разных видах топлива, которые в целом по их общему состоянию можно классифицировать как твёрдое, жидкое и газообразное топливо. Поэтому настоящий документ разрабатывался вертикально, по каждому виду топлива, но с описанием общих аспектов и технических методов в трёх вступительных главах.

Европейская энергетическая промышленность

В Европейском Союзе для выработки электрической и тепловой энергии используются все имеющиеся виды источников энергии. Национальные природные ресурсы, например, наличие угля, лигнита, биомассы, торфа, нефти и природного газа на данной территории или в стране по большей части влияют на выбор топлива, используемого для выработки энергии в каждом государстве-члене ЕС. С 1990 г. объём электроэнергии, вырабатываемой с использованием ископаемого топлива, вырос приблизительно на 16%, а спрос - на 14 %. Рост количества

электроэнергии, вырабатываемой на основе возобновляемых источников энергии (в том числе гидроэнергии и биомассы), был выше среднего и составил около 20%.

Топливоиспользующие установки эксплуатируются в соответствии со спросом на энергию и потребностями либо как крупные коммунальные установки, либо как промышленные топливоиспользующие установки, поставляющие энергию (например, в форме электроэнергии, механической энергии), пар или тепло для промышленных производственных процессов.

Применяемые технологии

В выработке энергии в целом применяются различные топливоиспользующие технологии. Для твёрдого топлива сжигание пылевидного топлива, сжигание с использованием псевдосжиженного слоя, равно как и сжигание на колоснике – всё это считается ВАТ в случае новых и существующих установок. Для жидкого и газообразного топлива котлы, двигатели и газовые турбины являются ВАТ.

Выбор системы, используемой на объекте, определяется экономическими, техническими, природоохранными и местными соображениями, такими как наличие топлива, эксплуатационные требования, рыночная конъюнктура, сетевые требования. Электроэнергия вырабатывается в основном путём производства пара в котле, работающем на выбранном топливе, а пар используется для питания турбины, которая приводит в действие генератор для выработки электроэнергии. Внутренний КПД парового цикла определяется необходимостью конденсировать пар, выходящий из турбины.

Некоторые виды жидкого и газообразного топлива сжигаются непосредственно для приведения в действие турбин газом, образующимся при горении, или они используются в двигателях внутреннего сгорания, которые приводят в действие генераторы. Каждая технология даёт определённые преимущества оператору, особенно в том, что касается возможности осуществлять эксплуатацию в соответствии с меняющимся спросом на энергию.

Природоохранные вопросы

Большинство топливоиспользующих установок работают на топливе и сырье, которые являются природными ресурсами земли, преобразовывая их в полезную энергию. Ископаемые виды топлива являются наиболее значительным источником энергии, применяемым сегодня. Однако результатом их горения является такое же значительное воздействие на окружающую среду в целом. Топливоиспользующий процесс ведёт к образованию выбросов/сбросов в атмосферу, воду и почву, из которых наибольшую озабоченность вызывают выбросы в атмосферу.

Наиболее значительными выбросами в атмосферу в результате сгорания ископаемых видов топлива являются выбросы SO_2 , окислов азота, CO , твёрдых частиц (PM_{10}) и парниковых газов, таких как N_2O и CO_2 . Другие вещества, такие как тяжёлые металлы, галоидные соединения и диоксины, выбрасываются в меньших объёмах.

Условия

Уровни выбросов, связанные с ВАТ, базируются на среднесуточных стандартных условиях и стандартизированном уровне O_2 (в зависимости от типа сжигаемого топлива), характерных для ситуации типичной нагрузки. Необходимо учитывать, что при пиковых нагрузках, режимах пуска и остановки установки, в случае проблем с эксплуатацией систем очистки отходящего газа могут быть краткосрочные повышенные величины выбросов.

Разгрузка, хранение топлива и добавок и обращение с ними

Некоторые БАТ для предотвращения выбросов/сбросов в результате разгрузки, хранения топлива, а также добавок, таких как известь, известняк, аммиак и т.д., и обращения с ними резюмируются в таблице 1.

Таблица 1: Некоторые БАТ для хранения топлива и добавок и обращения с ними

	БАТ
Твёрдые частицы	- использование погрузочного и разгрузочного оборудования, которое сводит к минимуму высоту падения топлива на отвал для сокращения образования неулавливаемой пыли (твёрдое топливо); - в странах с тёплым климатом, в которых нет отрицательных температур, использование систем увлажнения для сокращения образования неулавливаемой пыли в результате хранения твёрдого топлива (твёрдое топливо); - размещение транспортных конвейеров в безопасных открытых местах на поверхности для предотвращения нанесения ущерба транспортными средствами и другим оборудованием (твёрдое топливо); - использование закрытых конвейеров с хорошо спроектированным, надежным экстракционным и фильтровальным оборудованием в перегрузочных пунктах конвейера для предотвращения выбросов пыли (твёрдое топливо); - рационализация транспортных систем для минимизации образования и переноса пыли на объекте (твёрдое топливо); - применение практики надлежащего проектирования и строительства и достаточного технического обслуживания (все виды топлива); - хранение извести и известняка в бункерах с хорошо спроектированным, надежным экстракционным и фильтровальным оборудованием (все виды топлива)
Загрязнение воды	- размещение хранения на герметизированной поверхности с водоотведением, сбором и очисткой сточных вод в отстойнике (твёрдое топливо); - использование систем хранения жидкого топлива, с использованием непроницаемой обваловки или поддонов, ёмкость которых вмещает 75% в максимальной ёмкости всех резервуаров или, по меньшей мере, максимальный объём самого крупного резервуара. Объём заполнения резервуаров должен контролироваться, а для предотвращения перелива резервуаров-хранилищ можно использовать соответствующую тревожную сигнализацию и системы автоматического контроля (твёрдое топливо); - размещение трубопроводов в безопасных открытых местах на поверхности земли для оперативного обнаружения утечек и предотвращения нанесения ущерба транспортными средствами и другим оборудованием. В случае недоступных труб можно применять трубы с двойной стенкой с автоматическим контролем размещения (жидкое и газообразное топливо); - сбор поверхностных стоков (дождевой воды), вымывающих топливо, в местах хранения топлива и очистка собранного потока (оседанием или на установках очистки сточных вод) перед сбросом (твёрдое топливо)
Предотвращение пожаров	обследование мест хранения твёрдого топлива автоматическими системами для обнаружения пожаров, вызванных самовозгоранием, и выявления опасных участков (твёрдое топливо)
Неулавливаемые выбросы	использование систем обнаружения утечек топочного газа и тревожной сигнализации (жидкое и газообразное топливо)
Эффективное природопользование	- использование турбодетандеров для регенерации энергии топочных газов, подаваемых под давлением (природного газа, подаваемого напорным газопроводом (жидкое и газообразное топливо) - подогрев топочного газа отработанным теплом из котла или газовой турбины (жидкое и газообразное топливо)

Риск для здоровья и безопасности, связанный с аммиаком	• обращение с чистым сжиженным аммиаком и его хранение: напорные резервуары для чистого сжиженного аммиака ёмкостью > 100 м³ должны строиться с двойной стенкой и располагаться на поверхности земли; резервуары ёмкостью 100 м³ и меньше должны строиться с процессом снятия напряжений (все виды топлива); • с точки зрения безопасности использовать водоаммиачный раствор менее опасно, чем хранить и погружать/разгружать чистый сжиженный аммиак (все виды топлива).
---	--

Подготовка топлива

Подготовка твёрдого топлива означает, главным образом, смешивание и перемешивание для обеспечения стабильных условий горения и сокращения пиковых выбросов/сбросов. Для сокращения содержания воды в торфе и биомассе высушивание топлива также считается частью ВАТ. Для жидкого топлива ВАТ является использование установок для подготовки, таких как установки очистки дизельного топлива, используемые в газовых турбинах и двигателях. Подготовка тяжёлого дизельного топлива (ТДТ) осуществляется при помощи таких устройств, как электрические или паровые спиральные подогреватели, дезэмульгаторные дозировочные системы и т.д.

Термический КПД

Благоразумная эксплуатация природных ресурсов и эффективное энергопользование являются двумя основными требованиями Директивы IPPC. В этом смысле эффективность выработки энергии является важным показателем выбросов CO₂ – газа, оказывающего воздействие на климат. Одним из способов сокращения выбросов CO₂ на единицу вырабатываемой энергии является оптимизация утилизации энергии и процесса выработки энергии. Повышение термического КПД влияет на нагрузку, систему охлаждения, выбросы/сбросы, используемый тип топлива и т.д.

Когенерация (ТЭЦ) считается наиболее эффективным способом сокращения общих объёмов выбросов CO₂, и она актуальна для любой вновь строящейся электростанции, когда местный спрос на тепло достаточно высок для того, чтобы оправдать строительство более дорогостоящей когенерационной станции вместо более простой котельной или электростанции. Выводы в отношении ВАТ, позволяющих повысить КПД, и уровни, сопряжённые с ВАТ, кратко представлены в таблицах 3-5. В этом смысле следует отметить, что установки, работающие на ТДТ, считаются такими же эффективными, как угольные установки.

Таблица 2: Уровни термического КПД, связанные с применением ВАТ на угольных и лигнитовых топливоиспользующих установках

Топливо	Комбинированный технический метод	Удельный термический КПД (чистый) (%)	
		Новые установки	Существующие установки
Уголь и лигнит	Когенерация (ТЭЦ)	75-90	75-90
Уголь	ПС (КСШ и КМШ)	43-47	Достижимое улучшение термического КПД зависит от конкретной установки, но, в качестве ориентира, уровень 36*- 40% или простое повышение более, чем на 3 процентных пункта, можно считать связанным с использованием ВАТ на существующих установках
	СПС	>41	
	НСПС	>42	
Лигнит	ПС (КСШ)	42-45	
	СПС	>40	
	НСПС	>42	
ПС: пылесжигание СПС: сжигание псевдосжиженного слоя КСШ: котел с сухим шлакоудалением КМШ: котел с мокрым шлакоудалением *Это значение вызвало некоторые разногласия, о которых сообщается в разделе 4.5.5 основного документа.			

Таблица 3: Уровни термического КПД, связанные с применением ВАТ на топливоиспользующих установках, работающих на торфе и биомассе

Топливо	Комбинированный технический метод	Удельный термический КПД (чистый) (%)	
		Электрический КПД	Коэффициент использования топлива (ТЭЦ)
Биомасса	Горение на колоснике	Около 20	75-90
	Слоевая топка с забрасыванием топлива	>23	В зависимости от конкретной установки и спроса на тепло и электроэнергию
	СПС (ЦСПС)	>28-30	
Торф	СПС (БСПС и ЦСПС)	>28-30	
СПС: сжигание псевдосжиженного слоя ЦСПС: циркуляционное сжигание псевдосжиженного слоя БСПС: барботажное сжигание псевдосжиженного слоя ТЭЦ: когенерация			

Выводы в отношении значений удельного термического КПД жидкого топлива, используемого в котлах и двигателях, не сделаны. Однако в соответствующих разделах по ВАТ предлагаются для рассмотрения некоторые технические методы.

Таблица 4: КПД газовых топливоиспользующих установок, связанных с применением ВАТ

Тип установки	Электрический КПД (%)		Коэффициент потребления топлива (%)
	Новые установки	Существующие установки	Новые и существующие установки
Газовая турбина			
Газовая турбина	36-40	32-35	-
Газовый двигатель			
Газовый двигатель	38-45		-
Газовый двигатель ТП в режиме ТЭЦ	> 38	> 35	75-85
Газовый котел			
Газовый котел	40-42	38-40	
Парогазовая установка			
Комбинированный цикл с дополнительной работой двигателя или без (ТП) только для производства электроэнергии	54-58	50-54	-
Комбинированный цикл без дополнительной работы двигателя (ТП) в режиме ТЭЦ	< 38	< 35	75-85
Комбинированный цикл с дополнительной работой двигателя в режиме ТЭЦ	< 40	< 40	75-85
ТП: теплоутилизационный парогенератор ТЭЦ: когенерация			

Выбросы твёрдых частиц (пыли)

Твёрдые частицы (пыль), выбрасываемые при горении твёрдого и жидкого топлива, образуются почти исключительно из его минеральной фракции. При горении жидкого топлива плохие

условия горения ведут к образованию сажи. Горение природного газа не является значительным источником выбросов пыли. Выбросы пыли в этом случае составляют обычно значительно меньше 5 мг/Нм^3 без принятия каких-либо дополнительных технических мер.

Для обеспыливания отходящих газов новых и существующих топливоиспользующих установок ВАТ считается использование электрофильтра (ЭФ) или тканевого фильтра (ТФ), при котором тканевый фильтр, как правило, сокращает уровни выбросов до уровня ниже 5 мг/Нм^3 . Использование циклонов и механических коллекторов самих по себе не является ВАТ, но их можно использовать на этапе предварительной очистки в газовом тракте.

Выводы в отношении ВАТ обеспыливания и сопряженные с ними уровни выбросов резюмируются в таблице 5. В случае топливоиспользующих установок мощностью более 100 МВт_T и особенно более 300 МВт_T уровни пыли ниже, так как технические методы обессеривания отходящих газов, которые уже являются частью ВАТ для обессеривания, также сокращают выбросы твёрдых частиц.

Таблица 5: ВАТ сокращения выбросов твёрдых частиц некоторыми топливоиспользующими установками

Мощность (МВт _т)	Уровень выбросов пыли (мг/Нм ³)						ВАТ для достижения этих уровней
	Уголь и лигнит		Биомасса и торф		Жидкое топливо для котлов		
	Новые установки	Существ. установки	Новые установки	Существ. установки	Новые установки	Существ. установки	
50-100	5-20*	5-30*	5-20	5-30	5-20*	5-30*	ЭФ или ТФ
100-300	5-20*	5-25*	5-20	5-20	5-20*	5-25*	ЭФ или ТФ в сочетании с ООГ (мокрым, пс или всс) для ЭФ ПС или ТФ для СПС
>300	5-10*	5-20*	5-20	5-20	5-10*	5-20*	

Примечания:
ЭФ: Электростатический осадитель пс: полусухой
СПС: Сжигание полусжиженного слояООГ (мокрое): Мокрое обессеривание отходящих газов
ТФ: Тканевой фильтр
*Эти значения вызвали некоторые разногласия, о которых сообщается в разделах 4.5.6 и 6.5.3.2
основного документа.

Тяжёлые металлы

Выбросы тяжёлых металлов являются результатом их присутствия в качестве естественного компонента в ископаемом топливе. Большинство рассматриваемых тяжёлых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn) обычно выбрасываются в виде соединений (например, окислов, хлоридов) с частицами. Поэтому ВАТ сокращения выбросов тяжёлых металлов, как правило, является применение высокоэффективных пылеулавливающих устройств, таких как электрофильтры и тканевые фильтры.

Только Hg и Se, по меньшей мере, частично присутствуют в паровой фазе. Ртуть характеризуется высоким давлением пара при обычной температуре работы газоочистных установок, и её собираемость устройствами улавливания твёрдых частиц весьма варьируется. Средняя интенсивность удаления Hg электростатическими осадителями и тканевыми фильтрами в сочетании с техническими методами обессеривания отходящих газов, например, мокрыми известняковыми скрубберами, распылительными сушилками-скрубберами или впрыскиванием сухого сорбента, составляет 75% (50% при использовании электростатических

осадителей и 50% при обессеривании отходящих газов) и 90% при дополнительном применении избирательной каталитической редукции с большим выбросом пыли.

Выбросы SO₂

Выбросы окисей серы являются, главным образом, результатом присутствия серы в топливе. Как правило, считается, что в природном газе сера не содержится. Это не так в случае определённых промышленных газов, тогда может требоваться обессеривание газообразного топлива.

В целом для топливоиспользующих установок, работающих на твёрдом и жидком топливе, ВАТ считается использование топлива с низким содержанием серы и/или обессеривание. Однако использование топлива с низким содержанием серы для установок мощностью более 100 МВт_т в большинстве случаев считается только дополнительной мерой по сокращению выбросов SO₂ в сочетании с другими мерами.

Помимо использования топлива с низким содержанием серы, ВАТ считаются, главным образом, технические методы обессеривания с использованием мокрого скруббера (интенсивность сокращения – 92-98%) и распылительной сушилки-скруббера (интенсивность сокращения – 85-92%), на которые уже приходится более 90% рынка. Технические методы сухого обессеривания отходящих газов, такие как впрыскивание сухого сорбента, используются в основном на установках тепловой мощностью менее 300 МВт_т. Преимущество мокрого скруббера заключается в том, что он также сокращает выбросы HCl, HF, пыли и тяжёлых металлов. Из-за высоких затрат процесс мокрой очистки не считается ВАТ для установок мощностью менее 100 МВт_т.

Таблица 6: ВАТ сокращения выбросов SO₂ некоторыми топливоиспользующими установками

Мощность (МВт _т)	Уровень выбросов SO ₂ (мг/Нм ³)						ВАТ для достижения этих уровней
	Уголь и лигнит		Торф		Жидкое топливо для котлов		
	Новые установки	Существ. установок	Новые установки	Существ. установок	Новые установки	Существ. установок	
50-100	200-400* 150-400* (СПС)	200-400* 150-400* (СПС)	200-300	200-300	100-350*	100-350*	Топливо с низким содержанием серы и/или ООГ(всс) или ООГ (мокрое) (в зависимости от размера установки). Очистка морской водой. Комбинированные технические методы сокращения выбросов окислов азота и SO ₂ . Впрыскивание известняка (СПС).
100-300	100-200	100-250*	200-300 150-250 (СПС)	200-300 150-300 (СПС)	100-200*	100-250*	
>300	20-150* 100-200 (ЦСПС/ НСПС)	20-200* 100-200* (ЦСПС/ НСПС)	50-150 50-200 (СПС)	50-200	50-150*	50-200*	
Примечания: СПС: Сжигание полусжиженного слоя ЦСПС: Циркуляционное сжигание полусжиженного слоя НСПС: Напорное сжигание полусжиженного слоя ООГ(мокрое): Мокрое обессеривание отходящих газов ООГ(рс): Обессеривание отходящих газов с использованием распылительной сушилки ООГ(всс): Обессеривание отходящих газов с впрыскиванием сухого сорбента *Эти значения вызвали некоторые разногласия, о которых сообщается в разделах 4.5.8 и 6.5.3.3 основного документа.							

Выбросы окислов азота

Основными окислами азота, выбрасываемыми при горении, являются окись азота (NO) и двуокись азота (NO₂), именуемые окислами азота (NO_x).

В случае топливоиспользующих установок, работающих на угольной пыли, сокращение выбросов окислов азота путём принятия основных и второстепенных мер, таких как избирательная каталитическая редукция (ИКР), является ВАТ, при этом интенсивность сокращения выбросов системой ИКР варьирует от 80 до 95%. Недостаток ИКР или выборочной некаталитической редукции (ВНР) заключается в том, что возможен выброс аммиака, не вступившего в реакцию ("утечка аммиака"). В случае малых установок, работающих на твёрдом топливе без значительного изменения нагрузки и при стабильном качестве топлива, технический метод ВНР также считается ВАТ сокращения выбросов окислов азота.

В случае топливоиспользующих установок, работающих на лигнитовой пыли и торфе, сочетание различных основных мер считается ВАТ. Это означает, например, использование высококачественных камер сгорания с низким выбросом окислов азота в сочетании с другими основными мерами, такими как рециркуляция отходящего газа, ступенчатое горение (ступенчатая подача воздуха), дожигание и т.д. Применение основных мер имеет тенденцию вызывать неполное сгорание, что ведёт к более высокому уровню недожога углерода в золе-уносе и выбросам некоторого количества угарного газа.

В котлах с СПС, работающих на твёрдом топливе, ВАТ является сокращение выбросов окислов азота путём распределения воздуха или рециркуляции отходящего газа. Разница между выбросами окислов азота в результате БСПС и ЦСПС незначительна.

Выводы в отношении ВАТ сокращения выбросов окислов азота и сопряженные с ними уровни выбросов для разных видов топлива кратко излагаются в таблицах 8, 9 и 10.

Таблица 7: ВАТ сокращения выбросов окислов азота угольными и лигнитовыми топливоиспользующими установками

Мощность (МВт _т)	Технический метод теплоиспользования	Уровень выбросов окислов азота, связанный с ВАТ (мг/Нм ³)			Возможные ВАТ для достижения этих уровней
		Новые установки	Существующие установки	Топливо	
50-100	Горение на колоснике	200-300*	200-300*	Уголь и лигнит	Ом и/или ВНР
	ПС	90-300*	90-300*	Уголь	Сочетание Ом и ВНР или ИКР
	ЦСПС и НСПС	200-300	200-300	Уголь и лигнит	Сочетание Ом
	ПС	200-450	200-450*	Лигнит	
100-300	ПС	90*-200	90-200*	Уголь	Сочетание Ом вместе с ИКР или комбинированные технические методы
	ПС	100-200	100-200*	Лигнит	Сочетание Ом
	БСПС, ЦСПС и НСПС	100-200	100-200*	Уголь и лигнит	Сочетание Ом вместе с ВНР
>300	ПС	90-150	90-200	Уголь	Сочетание Ом вместе с ИКР или комбинированные технические методы
	ПС	50-200*	50-200*	Лигнит	Сочетание Ом
	БСПС, ЦСПС и НСПС	50-150	50-200	Уголь и лигнит	Сочетание Ом

Примечания:

ПС: Пылесжигание

БСПС: Барботажное сжигание псевдосжиженного слоя

ЦСПС: Циркуляционное сжигание полусжиженного слоя

НСПС: Напорное сжигание полусжиженного слоя

Ом: Основные меры по сокращению выбросов окислов азота

ИКР: Избирательная каталитическая редукция окислов азота

ВНР: Выборочная некаталитическая редукция окислов азота

Использование каменного антрацитового угля может привести к более высоким уровням выбросов окислов азота из-за высоких температур горения.

*Эти значения вызвали некоторые разногласия, о которых сообщается в разделе 4.5.9 основного документа.

Таблица 8: ВАТ сокращения выбросов окислов азота топливоиспользующими установками, работающими на торфе, биомассе и жидком топливе

Мощность (МВт _т)	Уровень выбросов окислов азота (мг/Нм ³)				ВАТ для достижения этих уровней
	Биомасса и торф		Жидкое топливо		
	Новые установки	Существующие установки	Новые установки	Существующие установки	
50-100	150-250	150-300	150-300*	150-450	Сочетание Ом, ИКР или комбинированные технические методы
100-300	150-200	150-250	50-150*	50-200*	
>300	50-150	50-200	50-100*	50-150*	
Примечания:					
Ом: Основные меры по сокращению выбросов окислов азота					
ИКР: Избирательная каталитическая редукция окислов азота					
*Эти значения вызвали некоторые разногласия, о которых сообщается в разделе 6.5.3.4 основного документа.					

Для новых газовых турбин камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием (СВО) являются ВАТ. Для существующих газовых турбин впрыск воды и пара или переход на технологию СВО является ВАТ. Для газовых установок со стационарным двигателем метод сжигания бедной газовой смеси является ВАТ, аналогичным техническому методу низкого сухого выброса окислов азота, используемому в газовых турбинах.

Для большинства газовых турбин и газовых двигателей ИКР также считается ВАТ. Реконструкция системы ИКР в ГТКЦ технически осуществима, но не оправдана экономически для существующих установок. Это связано с тем, что необходимое пространство в ТП не предусмотрено проектом и, следовательно, отсутствует.

Таблица 9: BAT для сокращения выбросов окислов азота и CO газовыми топливоиспользующими установками

Тип установки	Уровень выбросов, связанный с БАТ (мг/Нм ³)		Уровень O ₂ (%)	Варианты БАТ для достижения этих уровней
	NO _x	CO		
Газовые турбины				
Новые газовые турбины	20-50	5-100	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием или ИКР
СВО для существующих газовых турбин	20-75	5-100	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием в качестве модернизационных пакетов, при наличии таковых
Существующие газовые турбины	50-90*	3-100	15	Впрыскивание воды или пара или ИКР
Газовые двигатели				
Новые газовые двигатели	20-75*	30-100*	15	Концепция бедной газовой смеси или ИКР и катализатор окисления для СО
Новый газовый двигатель с ТП в режиме ТЭЦ	20-75*	30-100*	15	Концепция бедной газовой смеси или ИКР и катализатор окисления для СО
Существующие газовые двигатели	20-100*	30-100*	15	С низким выбросом окислов азота
Газовые котлы				
Новые газовые котлы	50-100*	30-100	3	Камеры сгорания с низким выбросом окислов азота или ИКР или ВНР
Существующие газовые котлы	50-100*	30-100	3	
ГТКЦ				
Новые ГТКЦ без дополнительной работы двигателя (ТП)	20-50	5-100	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием или ИКР
Существующие ГТКЦ без дополнительной работы двигателя (ТП)	20-90*	5-100	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием или впрыскивание воды и пара или ИКР
Новые ГТКЦ с дополнительной работой двигателя	20-50	30-100	Спец. устан.	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием и камеры сгорания с низким выбросом окислов азота для котла или ИКР или ВНР
Существующие ГТКЦ с дополнительной работой двигателя	20-90*	30-100	Спец. устан.	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием или впрыскивание воды и пара и камеры сгорания с низким выбросом окислов азота для котла или ИКР или ВНР
ИКР: Избирательная каталитическая редукция окислов азота ТП: Теплоутилизационный парогенератор ВНР: Выборочная некаталитическая редукция окислов азота ТЭЦ: Когенерация СВО: Сухой выброс окислов азота ГТКЦ: Газовая турбина с комбинированным циклом *Эти значения вызвали некоторые разногласия, о которых сообщается в разделе 7.5.4 основного документа.				

Выбросы СО

Угарный газ (СО) всегда является промежуточным продуктом процесса горения; БАТ для минимизации выбросов СО является полное сгорание, которым сопровождается надлежащий проект топки, применение эффективного мониторинга результатов работы и технических методов контроля технологических процессов и техническое обслуживание теплоиспользующей системы. Некоторые уровни выбросов, связанные с применением БАТ к разным видам топлива, указаны в разделах, посвященных БАТ, однако в данной аннотации указываются только уровни выбросов газовых теплоиспользующих установок.

Загрязнение воды

Помимо загрязнения атмосферы, крупные теплоиспользующие установки являются также серьёзным источником сбросов (охлаждающей воды и сточных вод) в реки, озёра и морскую среду.

Любой поверхностный сток (дождевая вода) в местах хранения, вымывающий частицы топлива, должен собираться и очищаться (осаживаться) до сброса. Нельзя предотвратить появление время от времени на электростанциях небольших объёмов воды, загрязнённой маслом (промывочной воды). Колодцы для отделения масла являются БАТ, позволяющим избежать причинение ущерба окружающей среде.

Выводы в отношении БАТ с использованием мокрых скрубберов для обессеривания связаны с использованием станции очистки сточных вод. На станции очистки сточных вод осуществляются разные виды химической очистки для удаления тяжёлых металлов и сокращения объёма твёрдых частиц, попадающих в воду. На станции очистки осуществляется корректировка уровня pH, осаждение тяжёлых металлов и удаление твёрдых частиц. В полном документе указываются некоторые уровни сбросов.

Отходы и остаточные продукты

В секторе уже уделяется много внимания тому, чтобы утилизировать остаточные и побочные продуктов горения вместо того, чтобы просто удалять их на полигоны для отходов. Следовательно, утилизация и повторное использование являются наилучшим доступным вариантом и приоритетом. Существует множество разных способов утилизации различных побочных продуктов, таких как шлаки. Каждый вариант утилизации характеризуется конкретными критериями. Охватить все эти критерии в настоящем документе BREF невозможно. Качественные критерии, как правило, связаны со структурными свойствами остаточного продукта и содержанием вредных веществ, таких как степень недожога топлива, растворимость тяжёлых металлов и т.д.

Конечным продуктом технического метода мокрой очистки является гипс – коммерческий продукт станций в большинстве стран ЕС. Его можно продавать и использовать вместо природного гипса. Практически весь гипс, производимый на электростанциях, утилизируется в производстве гипсового картона. Чистота гипса ограничивает объём известняка, используемого в технологическом процессе.

Совместное сжигание отходов и регенерированного топлива

На крупных теплоиспользующих установках, спроектированных и эксплуатируемых в соответствии с БАТ, применяются эффективные технические методы и меры по удалению пыли (в том числе, частично, тяжёлых металлов), SO₂, NO_x, HCl, HF и других загрязнителей, равно как и технические методы предотвращения загрязнения воды и почвы. В целом эти технические методы считаются достаточными, поэтому они считаются БАТ и в случае совместного сжигания вторичного топлива. Основой для этого служат выводы в отношении БАТ и, в частности, уровни выбросов/сбросов, связанные с применением БАТ, как указано в главах, посвящённых конкретным видам топлива. Более высокую подачу загрязнителей в

систему горения можно уравнивать в определённых пределах путём адаптации системы очистки отходящего газа или ограничения доли вторичного топлива, сжигаемого совместно.

Что касается воздействия совместного сжигания на качество остаточных продуктов, основной вопрос, связанный с ВАТ, касается поддержания качества гипса, золы, шлака и других остаточных и побочных продуктов на том же уровне, что и уровень качества без совместного сжигания вторичного топлива в целях рециркуляции. Если совместное сжигание ведет к значительным (дополнительным) объёмам побочных или остаточных продуктов или дополнительному загрязнению тяжёлыми металлами (например, Cd, Cr, Pb) или диоксинами, во избежание этого должны приниматься дополнительные меры.

Степень консенсуса

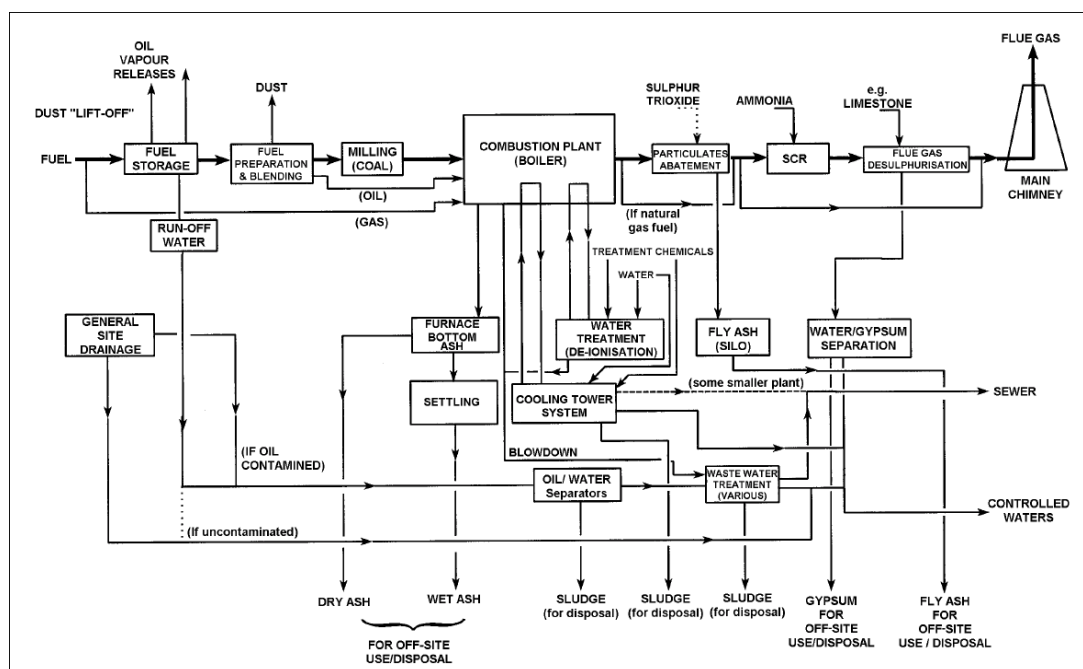
Настоящий документ в целом пользуется широкой поддержкой членов ТРГ. Однако промышленность и, главным образом, два государства-члена не поддержали полностью этот окончательный проект и выразили так называемое "несогласие" с некоторыми выводами, представленными в документе, в частности, со связанными с ВАТ уровнями КПД и выбросов/сбросов при использовании угля и лигнита, жидкого и газообразного топлива, равно как и с использованием ИКР по экономическим соображениям. Они утверждали, что диапазоны, указанные в качестве уровней выбросов/сбросов, связанных с применением ВАТ, в целом, слишком низки в случае как новых, так и существующих электростанций. Однако следует заметить, что верхние уровни выбросов/сбросов, связанных с применением ВАТ, в частности, в случае существующих установок, аналогичны некоторым действующим ПДВ/ПДС, установленным в некоторых государствах-членах ЕС. Это подтверждает точку зрения членов ТРГ о том, что уровни ВАТ благоразумны, и иллюстрирует, что рассматриваемые уровни ВАТ уже достигаются достаточным количеством установок в Европе.

ЕК начинает и поддерживает – в рамках своих программ научных исследований и развития технологий – ряд проектов в области развития чистых технологий, разрабатываемых технологий очистки и рециркуляции стоков и стратегий управления. Эти проекты могут внести полезный вклад в будущий обзор документов BREF. Поэтому читателям предлагается информировать Европейское бюро IPPC обо всех результатах исследований, актуальных для сферы применения настоящего документа (см. также предисловие к настоящему документу).

1.3 Основные экологические аспекты

Сжигание органического топлива для получения электрической энергии и/или тепла, и в особенности электроэнергетика с её огромными централизованными электростанциями, является одной из основ функционирования современного общества и европейской экономики. При этом топливоиспользующие установки расходуют большое количество органического топлива различных видов и других природных ресурсов, преобразуя их в полезную энергию с образованием разнообразных отходов и поступлению большого количества загрязняющих веществ во все природные среды. На рисунке 1.3 схематически изображены материальные потоки на предприятии, использующем сжигание топлива для получения энергии, с учётом вспомогательных производственных процессов.

Рисунок 1.3: Обобщённая схема материальных потоков топливоиспользующей установки и вспомогательных операций



Органические виды топлива в настоящее время являются самым распространённым источником энергии. Однако их сжигание приводит к воздействиям на окружающую среду в целом, которые в некоторых случаях оказываются весьма значительными. Процесс сжигания ведёт к поступлению различных веществ в воздух, воду и почву, причём выбросы в атмосферу относятся к числу 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 Таблице 1.5.

Таблица 1.5. Потенциальные пути поступления загрязняющих веществ в окружающую среду в зависимости от типа источника и вещества

Источник Атмосфера (А) Вода (В) Почва (П)	Вещества												
	Твёрдые частицы	Оксиды серы	Оксиды азота	Оксиды углерода	Органические соединения	Кислоты/щёлочи/соли и т.д.	Соляная /плавиковая кислота	Летучие органические соединения	Металлы и их соли	Хлор (в виде гипохлорида)	Ртуть и/или кадмий	ПАУ	Диоксины
Хранение и транспортировка топлива	А				В			А					
Водоподготовка	В								В		В		
Дымовые газы	А	А	А	А	А		А	А	А		А	А	А
Газоочистка	В				В				ВП		В		
Ливневая канализация (дождевые и снеговые воды)	В				В								
Очистка сточных вод	В				В	В							
Продувка системы водяного охлаждения	В				В				В	В	В		
Выбросы от градирен								А					

1.3.1 Энергоэффективность

Два важнейших требования Директивы ИРПС - рациональное использование природных ресурсов и эффективное использование энергии. Поэтому КПД, с которым энергия может быть и будет произведена, является всё более важным показателем воздействия производственного процесса на окружающую среду. КПД важен не только как показатель экономного использования природных топливных ресурсов, он также связан с удельным образованием выбросов на единицу энергии, в том числе так называемых "парниковых газов", например, CO₂. Одним из способов снижения количества этих выбросов является оптимизация использования энергии и повышения КПД процесса преобразования энергии. Возможность оптимизации КПД в конкретном случае зависит от ряда факторов, включая вид и качество топлива, тип топливоиспользующей установки, рабочие температуры газовой и/или паровой турбины, местные климатические условия, тип используемой системы охлаждения и т.д.

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

Общий КПД учитывает все потери, связанные с расходом энергии для собственных нужд предприятия (включая производство необходимого тепла), подготовкой топлива, переработкой

побочных продуктов, очисткой дымовых газов и сточных вод, работой системы охлаждения, вентиляторов и насосов. КПД зависит от всех этих факторов, включая использование очистных устройств. Так, глубокая очистка газов повышает расход энергии на собственные нужды предприятия, увеличивая удельные выбросы CO_2 в зависимости от типа топлива. Для потребителей электроэнергии следует также принять во внимание любые потери в передающих сетях и трансформаторах, а для потребителей тепла, выработанного когенерирующими блоками, - потери при транспортировке по сети центрального теплоснабжения и расходы энергии на работу циркуляционных насосов.

Высокие температуры окружающей среды на площадке уменьшают КПД выработки электроэнергии как для газовой, так и для паровой турбины. Для газовых турбин и дизельных двигателей более значима окружающая температура воздуха, тогда как для паровых турбин важнее температура охлаждающей среды. Для конденсации отработанного пара могут применяться три типа системы охлаждения: непосредственное охлаждение морской или речной водой, косвенное испарительное охлаждение и косвенное охлаждение без испарения. 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 местной атмосфере или водотоках с относительно небольшим ущербом для местной окружающей среды, но в любом случае каждая дополнительная единица тепла означает дополнительное количество CO_2 , выброшенное в атмосферу при сжигании топлива. В настоящее время наиболее действенным способом повышения КПД производства энергии является как можно более полное использование произведённого тепла.

При выборе варианта утилизации сбросного тепла следует принять во внимание ряд термодинамических, технических и экономических критериев. Термодинамические факторы включают, с одной стороны, температуру, а с другой – 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 всё 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 постоянного поступления тепла в форме пара, горячей воды или горячего воздуха для нормального функционирования. Технология комбинированного производства тепловой и электрической энергии известна как когенерация. Она обеспечивает общий КПД электростанции с учётом 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 нерегулируемых установок на получение тепла от комбинированной электростанции 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 экономических, так и экологических целей.

Влияние централизованного теплоснабжения на качество атмосферного воздуха. В отношении установок центрального теплоснабжения, которые обычно расположены в пределах населённых пунктов или близко к ним, следует отметить их заметное положительное влияние на качество атмосферного воздуха по сравнению с отоплением отдельных домов. 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 объём выбросов твёрдых частиц, СО и несгоревших углеводородов. При использовании современных технологий не должно также происходить сколько-нибудь заметного увеличения SO_2 и NO_2 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 разбавления 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 выбросов. Некоторые результаты, исследования указывают на рост потребления электроэнергии и эффективности доставки энергии, а также значительное снижение удельных выбросов и наблюдаемых концентраций SO_2 . На протяжении последних двух десятилетий в Хельсинки наблюдается мощная, устойчивая тенденция снижения общего объёма выбросов SO_2 , а десять лет назад началось уменьшение общих выбросов NO_2 .

1.3.2 Выбросы в атмосферу

Наиболее значимыми видами выбросов при сжигании органического топлива являются SO_2 , NO_x , твёрдые частицы и парниковые газы, такие как CO_2 . Другие вещества, например, тяжёлые металлы, фтороводород, галогенные соединения, несгоревшие частицы углеводородов, неметановые летучие органические соединения (НМЛОС) и диоксины, выбрасываются в меньших количествах, однако могут оказывать значительное влияние на состояние окружающей среды из-за их токсичности или устойчивости. Выбросы летучей золы также включают твёрдые частицы с аэродинамическим диаметром менее 10 мкм, называемые PM_{10} . Вклад наиболее значимых видов выбросов от стационарных источников на топливоиспользующих предприятиях в общие выбросы стран списка CORINAIR 90 приведен в Таблице 1.6.

Таблица 1.6: Вклад выбросов стационарных источников топливоиспользующих предприятий в общие выбросы списка CORINAIR 90

Источник	доля в общих выбросах, %							
	SO ₂	NO _x	НМЛОС	CH ₄	CO	CO ₂	N ₂ O	NH ₃
топливоиспользующие установки мощностью более 300 МВт, включая: - Промышленные электростанции - Теплоцентрали - Промышленные топливоиспользующие установки	85.6	81.4	10.2	5.5	16.8	79	35.7	2.4
топливоиспользующие установки мощностью от 50 до 300 МВт, включая: - Промышленные электростанции - Теплоцентрали - Собственные котельные предприятий и учреждений - Промышленные топливоиспользующие предприятия	6.4	5.4	1.1	0.6	3.1	6.5	1.9	0.2
топливоиспользующие установки мощностью менее 50 МВт, включая: - Промышленные электростанции - Теплоцентрали - Собственные котельные в коммерческом и общественном секторах - Промышленные топливоиспользующие предприятия	0.2	0.3	0.1	0.05	0.1	0.2	0.1	0 ^{N1}
Газовые турбины, используемые в: - Промышленные электростанции - Теплоцентрали - Собственные установки в коммерческом и общественном секторах - Промышленность	0	0.39	0.07	0.06	0.05	0.35	0.02	n.a. ²²
Стационарные двигатели, используемые в: - Промышленные электростанции - Районные отопительные установки - Собственные установки в коммерческом и общественном секторах - Промышленность	0.04	0.10	0.04	0 ^{N1}	0.01	0.02	0 ^{N1}	n.a
N1 - выбросы данного вещества существуют, но точная величина не превышает погрешности округления n.a. - выбросы отсутствуют								

Данные взяты из Справочника атмосферных выбросов UNECE/EMEP, [1, CORINAIR, 1996]

1.3.2.1 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 её диоксид (SO₂).

Говоря о твёрдых 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 твёрдых частиц, и, в случае жидкого топлива, участвует в формировании кислой сажи. Поэтому SO_3 вносит вклад в увеличение объёмов выбросов $\text{PM}_{10}/\text{PM}_{2.5}$. Кроме того, в составе выбросов котлов, использующих мазут, может появляться "голубой дым". Считается, что это оптическое явление связано с образованием сульфатов (SO_2 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. Однако в некоторых случаях в удаление серы (или десульфурация) газообразного топлива может понадобиться.

1.3.2.2 Оксиды азота (NO_x)

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

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

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

Количество "быстрых" оксидов азота, как правило, значительно меньше по сравнению с образующимися другими способами.

Образование "термических" NO существенно зависит от температуры. Если горение может поддерживаться 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 в уголь содержится гораздо большее количество азота, чем любой другой вид топлива. Среднее содержание азота для разных видов топлива приводится в Таблице 1.7

Таблица 1.7: Содержание связанного азота в разных видах топлива

Вид топлива	Связанный азот (% сухого веса, за вычетом золы)
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 N₂O.

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 N₂O. При низкой температуре молекула N₂O относительно стабильна, в то время как при высокой температуре образовавшийся N₂O восстанавливается до N₂. При сжигании в стационарном или циркуляционном 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 [1, CORINAIR, 1996]. Закись азота также вносит непосредственный вклад в образование парникового эффекта посредством поглощения в тепловой инфракрасной области спектра, которое происходит в тропосфере. Время жизни N₂O 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.

1.3.2.3 Пыль и твёрдые 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 улетучившейся золы в дымовых газах котла. Например, котёл с подвижной решеткой производит относительно малое количество летучей золы (20-40% от общего количества золы), в то время как пылеугольный котёл производит значительно большее количества летучей золы (80-90%).

Сжигание жидких видов топлива также является источником выбросов твёрдых частиц, хотя и в меньшей части, 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 удалить в процессе производства или, если последнее невозможно, непосредственно перед сжиганием.

Для многих предприятий существует также возможность неорганизованных выбросов (подготовка и хранение угля на открытом воздухе, приготовление пылеугольной смеси, перевозка золы и пр.) [4, OSPAR, 1997].

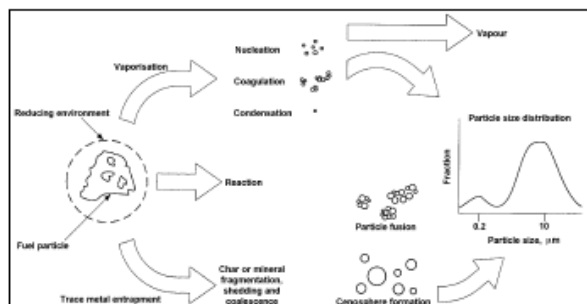
Экологические проблемы могут быть вызваны частицами диаметром менее 2,5 мкм, т.к. они способны оставаться в атмосфере в течение дней и даже недель. Расстояние, на которые они могут быть перенесены, прежде чем осядут сами по себе или вместе с атмосферными осадками, зависит от их физических свойств и погодных 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 мкм и особенно менее 2,5 мкм могут преодолевать сотни километров, прежде чем осядут. Аэрозоли зачастую выполняют функцию ядер конденсации при образовании облаков и таким образом вымываются из атмосферы дождём.

Технологии контроля промышленных выбросами твёрдых 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 твёрдых частиц от крупных топливоиспользующих предприятий преобладают частицы с диаметром от 0.1 до 10 мкм.

1.3.2.4. Тяжёлые металлы

Выбросы тяжёлых металлов являются результатом их естественного присутствия в органическом топливе. Большинство рассматриваемых тяжёлых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) обычно выбрасываются в форме соединений (например, оксиды, хлориды) в составе твёрдых 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 тяжёлых металлов в процессе сжигания угля показано на рисунке.

Рисунок 1.4: Разделение тяжёлых металлов в процессе сжигания угля [107, Davidson R.M., 2000]



Содержание тяжёлых металлов в угле, как правило, на несколько порядков величины больше, чем в нефти (за исключением содержания Ni и V в тяжёлом 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 тяжёлых 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 Таблице 1.8 приведены некоторые данные о выбросах тяжёлых металлов в результате функционирования топливоиспользующих установок для 15 стран - членов ЕС в 1990 г.

Таблица 1.8: Ежегодные выбросы тяжёлых металлов в результате деятельности топливоиспользующих установок в 15 странах-членах ЕС 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)		492	58.3	401	393	90.5	2860	901	1620
Сжигание в энергетической промышленности (включая промышленные электростанции, когенерирующие предприятия, установки централизованного теплоснабжения)	Все виды топлива (всего)	276	19.4	196	107	44.4	1760	206	421
	бурый уголь	20.2	3.42	19.3	40.5	8.69	24	26.6	85
	каменный уголь	130	4.42	40	42.1	21.2	94.4	105	219
	нефтепродукты	117	10.2	132	19.9	1.39	1560	30.3	32.5
	другие виды топлива	9.73	1.06	1.36	1.72	12.2	3.05	28.6	58.9
Сжигание в промышленности (включая котлы, газовые турбины и стационарные двигатели)	Все виды топлива (всего)	177	28.7	181	258	32.9	970	579	1030
	бурый уголь	65.6	8.95	62.8	140	13.7	80.7	81.4	219
	каменный уголь	52.3	1.58	35.7	27.2	8.66	69.7	148	328
	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
	другие виды топлива	2.82	5.91	3.42	8.53	5.61	1.94	43.5	134

Данные получены из Списка инвентаризации выбросов тяжёлых металлов и стойких органических загрязняющих веществ на территории Европы в 1990 г. [10, Berdowski J.J., 1997].

1.3.2.5 Монооксид углерода (угарный газ)

Монооксид углерода (CO) всегда возникает в качестве промежуточного продукта горения, особенно при нестехиометрических условиях. На предприятиях всегда стараются сократить до минимума образование CO, поскольку его наличие указывает на риск коррозии и неполное сгорание топлива, и, следовательно, на снижение КПД. Механизмы формирования CO, "термических" NO и летучих органических соединений (ЛОС) зависят от условий горения сходным образом [1, CORINAIR, 1996].

1.3.2.6 Парниковые газы (диоксид углерода и другие)

С начала индустриализации энергетический баланс Земли изменяется в результате растущих выбросов антропогенных парниковых газов, в основном двуокиси углерода (CO₂) и галогенпроизводных соединений HFC, PFC и SF₆. В результате накопления этих газов в атмосфере на протяжении последних двухсот лет возросла доля инфракрасного излучения, задерживаемого атмосферой. В то же время наблюдается значительное повышение средней

мировой температуры¹ и концентрации CO₂ в атмосфере. Рисунки 1.5 и 1.6 иллюстрируют эти тенденции.

Рисунок 1.5: Средняя мировая температура и количество CO₂, выброшенного за последние 100 лет (1860-1997) [13, Verbund, 1998]

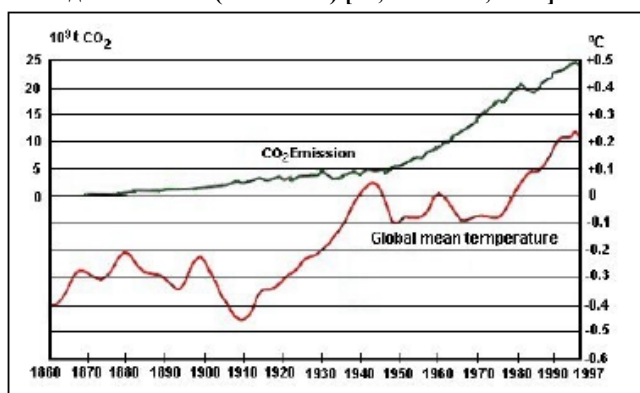
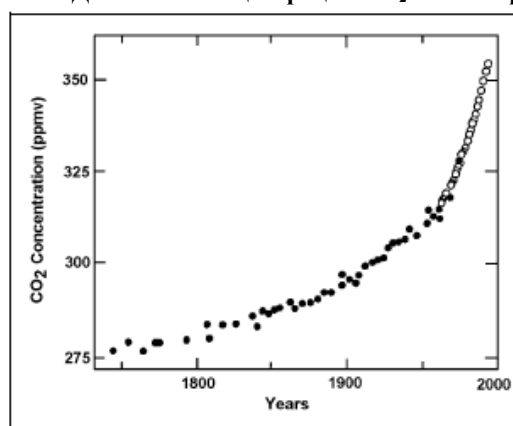


Рисунок 1.6: Динамика концентрации CO₂ в атмосфере с течением времени



Считается, что возрастание глобальной температуры в результате увеличения концентрации парниковых газов в атмосфере изменит климат Земли, если выбросы этих газов (прежде всего, CO₂) не снизятся.

В результате функционирования крупных топливоиспользующих предприятий в атмосферу поступает лишь несколько значимых парниковых газов - это диоксид углерода (CO₂), метан (CH₄) и закись азота (N₂O). Диоксид углерода (CO₂), поступающий от крупных топливоиспользующих установок, составляет примерно треть общего выброса CO₂. В таблице 1.9 приведена оценка вклада парниковых газов в глобальное потепление (данные были получены из [14, EEA M. Richter, 1999]).

¹ В период с 1856 по 1998 г. годовые отклонения от мировой и европейской температур, усредненных за 1961 - 1990 гг., указывают на возрастание на 0.3-0.6°C. 1998 год был рекордно теплым за период наблюдений, а 1997 год был самым теплым до него. Частично это произошло из-за эффекта Эль-Ниньо 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].

Таблица 1.9: Парниковые газы: изменения концентрации, вклад в глобальное потепление и основные источники

Газ	Увеличение концентрации в сравнении с 1750 г.	Вклад в глобальное потепление ²	Основные антропогенные источники [IEA Greenhouse Gas R&D Programme]
CO ₂	30%	64%	Сжигание органического топлива (включая производство энергии и транспорт)
			Сведение лесов и землепользование
			Производство цемента
CH ₄	145%	20%	Сжигание органического топлива
			Сжигание биомассы
			Выращивание риса
			Животные
			Канализация
			Органические отходы на свалках
N ₂ O	15%	6%	Использование удобрений
			Расчистка местности
			Производство адипиновой и азотной кислот
			Сжигание биомассы
			Сжигание органического топлива

Диоксид углерода (CO₂) является основным продуктом реакции горения всех видов органического топлива. Выбросы CO₂ напрямую связаны с содержанием углерода в топливе, причем газообразные виды топлива создают значительно меньшие выбросы CO₂, чем другие виды. Массовая доля углерода для каменного и бурого углей колеблется между 61 и 87%, для древесины – около 50% для лёгкого и тяжёлого мазута – около 85% [1, CORINAIR, 1996].

В таблице 1.10 приведены удельные выбросы CO₂ при сжигании основных видов топлива на крупных предприятиях.

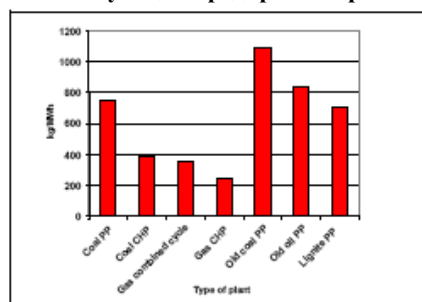
Таблица 1.10: Удельные выбросы CO₂ при сжигании основных видов топлива на крупных топливоиспользующих предприятиях

Топливо	Удельные выбросы CO ₂ , г/кВт ч (по отношению к природному газу, 100%)
Природный газ	224 (100)
Лёгкий мазут	310 (134)
Антрацит	381 (170)
Лигнин (бурый уголь)	448 (200)
Древесина	21 (9)

На рисунке 1.7 представлены удельные выбросы CO₂, кг CO₂/МВт*ч энергии, произведённой на предприятиях различных типов.

¹ Для сравнения влияния различных газов обычно используется Потенциал глобального потепления (ПГП) относительно CO₂. Для CO₂ он равен 1. ПГП учитывает поглощающую способность газа и время его жизни в атмосфере. ПГП должен всегда относиться к определенному периоду времени [IEA Greenhouse Gas R&D Programme]. Примеры величины ПГП за столетний период: CH₄ – 21, 310 для N₂O и несколько тысяч для галогенпроизводных. Выбросы, оцениваемые с помощью ПГП, называются CO₂-эквивалентами.

Рисунок 1.7: Удельные выбросы CO₂ (кг CO₂/МВт ч произведённой энергии) для топливноиспользующих предприятий различных типов [133, Stremberg L., 2001]



Выбросы CO₂ 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 CO₂ среди стран ЕС, в 1995 г. - почти 30% от общего европейского 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 [14, ЕЕА М. Richter, 1999]. В таблице 1.11 приведена информация о выбросах парниковых газов и количестве CO₂, удаленного/поглощенного из выбросов, в 15 странах-членах ЕС (EU-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 г.г. [14, ЕЕА М. Richter, 1999]. (<http://www.eea.eu.int/>).

Таблица 1.11: Выбросы парниковых газов, их удаление/поглощение в 1996 году

Страны	CO ₂ , млн. т		CH ₄ , тыс. т	N ₂ O, 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 получены 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 г.г. Выбросы CO₂ не скорректированы с учётом температуры или продажи электроэнергии. Некоторые страны-члены ЕС используют скорректированные оценки для более адекватного отображения ситуации в стране.

1.3.2.7 Соляная кислота

Крупные топливоиспользующие предприятия, не использующие десульфурацию выбросов дымовых газов, считаются основным источником хлористого водорода в атмосфере. Выбросы соляной кислоты являются результатом присутствия 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. Взаимодействуя с влагой воздуха хлористый водород трансформируется в аэрозоли соляной кислоты, которые разбавляются при переносе в атмосфере.

1.3.2.8 Фтористый водород

Подобно хлору, фтор также присутствует в органическом топливе. При использовании органического топлива, например угля, без десульфурации 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 перекидках теплообменника и подогревателя воздуха горения.

1.3.2.9 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 десульфурации 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.

1.3.2.10 Летучие органические соединения (ЛОС)

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

1.3.2.11 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), полихлордibenзодиоксины (ПХДБД) и полихлордibenзофураны (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°C . В связи с этим следует иметь в виду, что ПХДБД и ПХДБФ присутствуют не только в отходящих газах, но также могут быть обнаружены и в твердых отходах любого процесса горения, например в подовых шлаках, 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 смеси³. 2,3,7,8-тетрахлордibenзодиоксин считается, самым токсичным ПХДБД и принимается в качестве эталона, коэффициент для этого вещества равен 1. Другие родственные вещества, создающие угрозу, - 2,3,7,8 замещенные молекулы.

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

$$\text{ТЭ} = \text{Сумма (концентрация изомера} * \text{ПТЭ)}$$

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 (пентахлорфенол, гамма-гексахлорциклогексан, ПХВ, NH_4Cl , и т.д.) или обработанных с их помощью. Кроме того, внедрение сжигания неразделенных отходов (осадков сточных вод, пластических масс и других) в некоторых из традиционных топливоиспользующих установок также может приводить к значительным выбросам диоксинов. [4, OSPAR, 1997]

1.3.3 Сбросы в водные объекты

Крупные топливоиспользующие заводы являются и значительным источником загрязнённых вод (охлаждающие и сточные воды), сбрасываемых в реки, озёра и морскую среду. Эти стоки могут привести к проблемам в отношении качества воды, 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 загрязнённых сточных вод, возникающих на предприятиях, сжигающих органические виды топлива, можно разделить на следующие типы:

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).

Рисунок 1.8: Виды сточных воды от крупной топливоиспользующей установки



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 выброс тепла. Многие топливоиспользующие 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 топливоиспользующих предприятиях, описывается в специальном руководстве BREF, посвященном промышленным методам охлаждения.

Потоки сточных вод, описанные выше, могут содержать множество различных загрязняющих веществ. В таблице 1.12 приведены общепринятые характеристики, принимаемые во внимание при оценке качества сточных вод крупных топливоиспользующих предприятий. Однако, значимость каждого из 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 1.12: Список загрязняющих веществ, сбрасываемых в воду крупными топливоиспользующими предприятиями

Характеристика	Характеристика*
pH	общий органический углерод
Температура	общий N
Цвет	общий P
полная минерализация (общее содержание растворенных веществ)	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/ЕС: 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 щёлочности (изменение pH), минерализации, уменьшение содержания кислорода и усиление интенсивности роста растений вследствие поступления дополнительного количества питательных веществ.

Например, вода от промывки шлака и переноса золы имеет щелочной характер благодаря составу золы, тогда как вода от промывки котла является кислой. Сточные воды от влажной десульфурации на предприятии 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.

1.3.4 Отходы горения и его побочные продукты

Горение органического топлива связано с образованием ряда отходов и побочных продуктов. По своему происхождению отходы, образующиеся в результате работы топливоиспользующей установки, могут быть разделены на отходы, непосредственно связанные с процессом горения, и отходы, образующиеся в результате вспомогательных производственных процессов и работы соответствующего оборудования, например измельчителя угля или установки очистки воды. С

процессом горения органического топлива непосредственно связаны зола (летучая зола и подовый шлак) и отходы от десульфурации топочных газов:

- **Подовый шлак и/или шлак котла:** 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 шлака котла.
- **Зола кипящего слоя:** Работа установки кипящего слоя для сжигания твёрдого 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 пылеулавливающих установках, например в электрофильтрах или рукавных фильтрах, и также в различных частях котла, таких как экономайзер и воздухоподогреватель. Наибольшее количество золы образуется при сгорании 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 десульфурации дымового газа и побочные продукты:** Органическое топливо, например, уголь, торф и нефть содержат различные количества серы. Чтобы избежать значительных выбросов диоксида серы в атмосферу, крупные топливоиспользующие предприятия обычно оборудуются энергоустановками десульфурации дымового газа (ДДГ). Различные методы десульфурации, используемые в настоящее время, приводят к образованию множества отходов и побочных продуктов. Влажные 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 десульфурации дымового газа составляют большую часть отходов крупных топливоиспользующих 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 десульфурации, широко используется при изготовлении гипсокартонного листа и вносит существенный вклад в удовлетворение потребности в гипсе, хотя естественный гипс также играет определённую 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 чистки котла:** отходы, произведённые при техническом обслуживании газовой и водной сторон котла, включая воздухоподогреватель, экономайзер, пароперегреватель, дымовую трубу, конденсатор и вспомогательное оборудование. На поверхностях газовой стороны оседают остатки горения, например сажа и летучая зола, которые должны периодически удаляться. На водной стороне накапливается накипь и продукты коррозии, которые также должны время от времени удаляться с использованием кислотных или щелочных растворов.
- **Выбросы при измельчении твёрдого топлива:** Твёрдые 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 твёрдый остаток может быть размещён 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, смягчение, фильтрацию и осмос. Эти методы обработки приводят к образованию шлама очистки.
- **Использованные ионообменные смолы:** Ионообменные смолы используются для подготовки подпиточной воды котла.
- **Использованные катализаторы от процессов селективного каталитического восстановления:** Катализаторы СКВ используются для сокращения выбросов окисла 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 катализаторов.
- **Шлам, образующийся при очистке воды:** Шлам, производимый при очистке различных потоков сточных вод от крупных топливоиспользующих предприятий.
- **Лабораторные отходы:** Небольшие количества отходов, произведённых 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 десульфурации, так и любые другие отходы, образующиеся при работе топливоиспользующей установки, представляет 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 следы таких элементов, как сурьма, мышьяк, барий, кадмий, хром, сталь, ртуть, селен, стронций, цинк и других металлов.

Текущее законодательство ЕС расценивает многие из вышеупомянутых остатков, образующихся на топливоиспользующих предприятиях, как отходы. Однако промышленность на протяжении многих десятилетий вкладывает значительные усилия в разработку способов минимизации отходов, и/или их повторного использования в различных отраслях, например в производстве цемента и в строительстве, для того, чтобы снизить количество 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 спечённом состоянии, причем большинство элементов связано в стекловидной матрице. Благодаря этому национальные и международные списки отходов определяют их как инертные, неактивные или неопасные отходы (например, неопасные отходы в Европейском списке отходов - решение 2001/118/; включены в "зелёный" список, утверждённый 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 десульфурации, который имеет большое значение для рынка гипса и является важнейшим сырьём для производства гипсокартона. Эти усилия промышленности помогают снизить воздействия, затрагивающие несколько природных сред, а также риск экологического ущерба. Однако проблема отходов крупных топливоиспользующих предприятий, их классификации, способов размещения или использования будет играть важную роль при выдаче разрешений и в будущем.

1.3.5 Шумовое воздействие

Шум и вибрация являются проблемами, характерными для крупных топливоиспользующих предприятий, особенно при использовании газовых турбин. Шум, попадающий в окружающую среду при функционировании установки, – фактор, уже 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 населённых 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 предотвратить или минимизировать распространение шума.

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

1.3.6 Выбросы радиоактивных веществ

Согласно Статье 2.1 Директивы ИРПС, естественные радиоактивные вещества не являются предметом Директивы. Однако техническая рабочая группа по крупным топливоиспользующим 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 наилучшим доступным методам ВАТ для крупных топливоиспользующих предприятий и не будут описываться в последующих разделах. В последние годы в европейском обществе (особенно среди людей, живущие вблизи крупных топливоиспользующих предприятий) возросла обеспокоенность в отношении радиоактивных выбросов при использовании органического топлива, в частности, при сжигании больших количеств угля. Однако на практике 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 твёрдых материалов, проходящих через электростанцию, показало, что в золе остается более 90% радиоактивных элементов, содержащихся в угле. Лишь малая доля исходной радиоактивности может быть обнаружена в продуктах десульфурации 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, произведённой 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 таблице 1.13.

Таблица 1.13: Средние значения содержания радионуклидов в почве, угле, торфе, и остатках их сжигания [85, Itkonen A. Jantunen M.J., 1989]

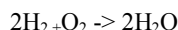
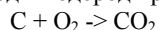
Нуклид	Почва	Уголь			Торф		
		уголь	зола	после электрофилтра	торф	зола	после электрофилтра
U-234	28	22	120	250	13	220	210
Ra-226	26	14	106	170	11		220 ^{N5}
Pb-120 ^{N1}		17	170	350	30 ^{N5}		2200 ^{N5}
Po-210 ^{N1}			260 ^{N4}	470	47	2600	7300
U-235 ^{N2}	1.64	0.9	4.3	10	0.55 ^{N5}		9 ^{N5}
Th-232	29	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							

2.1. Принципы сжигания

Работа котла требует источника тепла с температурой, достаточной для генерации 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:



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 СО (с образованием значительно меньшего количества энергии), а затем СО доокисляется до СО₂. Однако при двухстадийной реакции выделяются те же 32800 кДж/кг, что и при образовании СО₂ 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 СО₂, а не СО. В противном случае тепловыделение резко снизится, поскольку при образовании СО выделяется лишь 28% той энергии, которая выделяется при образовании СО₂.

2.2. 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 имеющегося топлива. Помимо основного технологического процесса на любом предприятии используются вспомогательные технологические процессы, например подготовка угля или мероприятия по снижению загрязнений [21, US EPA, 1977].

2.2.1. Типичная тепловая паротурбинная электростанция

Технология производства электроэнергии на тепловой электростанции включает четыре основных компонента: подсистему подготовки и подачи топлива, паровую подсистему (котёл и система транспортировки пара), паровую турбину, 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 объёме 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. Пар низкого давления, покидающий турбину, конденсируется на трубках конденсатора, по которым циркулирует охлаждающая вода. По пароводяному тракту конденсат возвращается в котёл, где снова превращается в пар. Поскольку конденсат как жидкость является практически несжимаемым, 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 подвод охлаждающей воды. В результате конденсации пара температура охлаждающей воды повышается. Если система охлаждения является открытой или прямоточной, эта вода возвращается в исходный водоём. 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. [21, US EPA, 1997]

2.2.1.1. Котёл

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.

Естественная циркуляция в котлах соответствующей схемы поддерживается за счёт разницы плотностей высокотемпературного пара и низкотемпературных пара/воды. Однако на современных установках использование одной лишь естественной циркуляции, как правило, недостаточно. 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, изобретённый 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.

← Формат: Список

Компоненты котла

Основными компонентами котла (котлоагрегата) являются экономайзер, испаритель, пароперегреватель и вторичный перегреватель.

Экономайзер: Перед тем, как попасть в котел, питательная вода нагревается в экономайзере до температуры на 10°C ниже точки кипения. Экономайзер является первым теплообменником котлоагрегата, в котором воде передается тепловая энергия низкотемпературных дымовых газов, покидающих котёл.

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 теплоёмкости.

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 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 повторный перегрев часто выполняется дважды; при этом используется дополнительная ступень низкого давления.

2.2.1.2. 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 трёх цилиндрах турбины – высокого, среднего и низкого давления. В большинстве случаев такая схема позволяет выполнять повторный (промежуточный) перегрев пара между ступенями турбины.

2.2.1.3. 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.

2.2.1.4. 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.

2.2.2. Сжигание в кипящем слое

Метод сжигания в кипящем (псевдооживленном) слое (СКС), главным образом, используется в промышленности для сжигания различных видов твёрдого 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 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 воздухораспределительной решетке. При этом высота засыпки составляет 0,5-1,5 м. Плотность материала слоя составляет около 1000 кг/м³, а скорость псевдоожижающего потока воздуха - 1 м/с. Размер частиц наполнителя, 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 объёму 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

Удалено:

Как правило, температура кипящего слоя составляет 800-900°C. 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°C 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 SO₂ и CO, а также распределение температуры в системе. Эффективность циклона особенно важна при сжигании низкорекреационных и мелкозернистых топлив (например, угольная суспензия), поскольку, чем лучше работает циклон, тем дольше находятся в топке пиролизованные частицы, и тем меньше потери наполнителя слоя.

Рост эффективности циклона позволяет значительно повысить интенсивность циркуляции твёрдых 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 низкотемпературных бурых углей были оснащены смещёнными 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%.

Удалено: без

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 топki.

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 псевдооживления слоя будет быстро нарушен. Тяжёлые механические примеси, например металлические предметы в составе ТБО, также нарушают процесс псевдооживления, 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.

2.2.3. Генераторы внутреннего сгорания

В генераторах 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.

Генераторы 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. [21, US EPA, 1997].

2.2.4. 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 подаётся 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.

2.2.5. 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 монооксид углерода (CO) и водород (H₂). Полученный газ очищается и может быть использован в качестве топлива для газовой турбины в системе парогазового цикла с внутрицикловой газификацией [21, US EPA, 1997].

2.2.6. 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 [21, US EPA, 1997].

2.2.7. Удельные издержки для различных схем тепловых электростанций

Информация об удельных издержках, характерных для различных принципов и схем тепловых электростанций приведена в публикациях [166, Muller-Kirchenbauer, 1999] [163, Muller-Kirchenbauer, 2001]. 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 десульфурацией газов. Кроме того, в них включены расходы на принятие мер по снижению выбросов NO_x, которые являются стандартными мероприятиями на большом количестве предприятий, функционирующих в настоящее время.

Эти схемы существенно отличаются по степени проработанности и накопленному практическому опыту их применения. Так, угольные электростанции с докритическими параметрами пара применяются во всем мире на протяжении нескольких десятилетий, на протяжении которых совершенствуются их конструктивные решения, в то время как ряд других технологий еще находятся на стадии разработки. Постепенное развитие докритических паровых схем привело к возникновению сверхкритических парогенераторов, сочетающих более высокий КПД с высокой надёжностью. 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 ультрасверхкритическим паром (700°C и 375 бар), парогазовые с внешней газификацией и топливные элементы нуждаются в дальнейших исследованиях и разработке [166, Muller-Kirchenbauer, 1999] [163, Muller-Kirchenbauer, 2001].

2.7.9 Общие технические меры по повышению эффективности КТУ

Когенерация

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

Горение

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

Недожог углерода в уносе

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

Избыточный воздух

Объём избыточного воздуха зависит от типа котла и характера топлива. Как правило, избыточный воздух в котле, работающем на угольной пыли, с сухим шлакоудалением составляет 12-20%. Из соображений качества горения (связанных с образованием СО и недожогами углерода) и соображений предотвращения коррозии и безопасности (например, риска взрыва котла) зачастую уровни избыточного воздуха далее сокращать невозможно.

Пар

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

Температура отходящего газа

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

Вакуум в конденсаторе

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

Работе при переменном давлении и фиксированном давлении

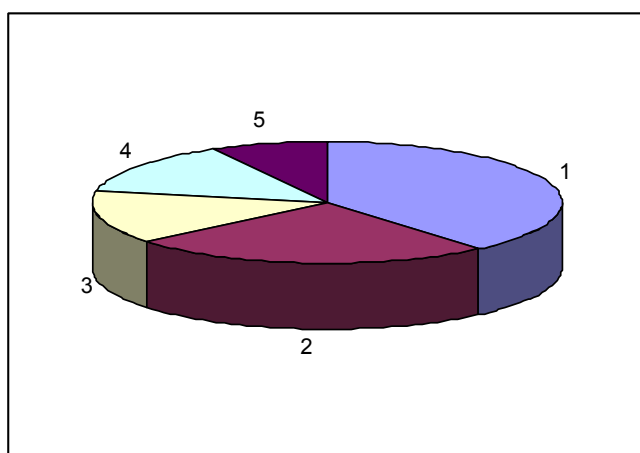
При работе при постоянном давлении давление перед турбинами при всех уровнях нагрузки поддерживается на более или менее постоянном уровне путём изменения поперечного сечения расхода у впускного отверстия турбины. При работе при переменном давлении, когда поперечное сечение впускного отверстия турбины максимально, выход энергии регулируется путём изменения давления перед турбинами.

Предварительный подогрев конденсата и питательной воды

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

Меры по оптимизации, принятые в период с 1993 г. по 2000 г. для повышения эффективности электростанций, что привело к сокращению выбросов CO₂ на 11.0 млн тонн в год, показаны на рисунке 2.9.

Рисунок 2.9: Повышение эффективности электростанций в период с 1993 по 2000 гг. [134, Хаурфар (Haurfar), 2001]



На рисунке показаны: 1 – парогенератор 39%, 2 – турбина 25%, 3 – дополнительное силовое оборудование 14%, 4 – оптимизация процесса 14%, 5 – другое 8%.

3.2.6 Общая характеристика пылеулавливающих устройств

Технология	Эффективность улавливания пыли %				Другие рабочие характеристики		Примечания
	<1 мкм	2 мкм	5 мкм	>10 мкм	характеристика	значение	
Электро-фильтры (ЭФ)	>96.5	>98.3	>99.95	>99.95	Рабочие температуры	120 – 220 °С (холодные ЭФ) 300 – 450 °С (горячие ЭФ)	• ЭФ имеют очень высокую эффективность даже для мелких частиц • могут иметь очень большую производительность по газу, низкие потери давления • низкие эксплуатационные расходы, за исключением установок с повышенной эффективностью улавливания • могут эксплуатироваться при любом давлении • ЭФ не очень чувствительны к изменениям условий эксплуатации • плохо улавливаются частицы с очень высоким электрическим сопротивлением
					Потребление энергии в % от электрической мощности	0.3 -1.8 %	
					Потери давления	1.5 – 3 (10 ² Па)	
					Отходы	Сухая зола	
					Производительность по газу	>200000 м3/ч	
					Область применения	Твёрдые и жидкие топлива	
					Распространенность на рынке	90 %	
Тканевые фильтры	>99.6	>99.6	>99.9	>99.95	Рабочие температуры	200 °С (полиэстер) 280 °С (фиберглас)	• скорость фильтрации обычно лежит в диапазоне от 0.01 до 0.04 м/с в зависимости от назначения, типа фильтра и ткани • обычные значения используемые на электростанциях рукавных фильтров 0.45 - 0.6 м/мин для обратной продувки, 0.75 - 0.9 м/мин для стряхивания и 0.9 -1.2 м/мин для импульсной продувки • срок эксплуатации фильтра снижается при увеличении сернистости углей и увеличении скорости фильтрования • повреждение рукавов происходит в среднем 1% установленных рукавов в год • потери давления растут с уменьшением размеров частиц при заданной производительности по газу
					Потребление энергии	0.4 - 0.7 (кВтч/1000 м³)	
					Потери давления	5 - 20 (10 ² Па)	
					Отходы	Летучая зола	
					Производительность по газу	<1100000 м³/ч	
					Область применения	Твёрдые и жидкие топлива	
					Распространённость на рынке	10 %	
Циклоны	85 – 90 %. Наименьший диаметр улавливаемых частиц составляет от 5 до 10 мкм						• ограниченная эффективность, из-за чего может использоваться только вместе с пылеуловителями других типов

Технология	Эффективность улавливания пыли %				Другие рабочие характеристики		Примечания
	<1 мкм	2 мкм	5 мкм	>10 мкм	характеристика	значение	
Мокрые циклоны (с предварительной коагуляцией в трубе Вентури)	98.5	99.5	99.9	>99.9	Потребление энергии в % от электрической мощности	до 3 % (5 - 15 кВтч/1000 м ³)	- как вторичный эффект, мокрые скрубберы вносят вклад в удаление и поглощение газообразных тяжёлых металлов - образуются сточные воды, которые нуждаются в обработке и отведении
					Удельный расход воды на 1 м ³ газа	0.8 – 2.0 л/м ³	
					Потери давления	30 - 200 (10 ² Па)	
					Отходы	Раствор/отстой золы	

3.3.7. Общая эффективность методов десульфурации дымовых газов

Метод	Общая степень улавливания SO ₂	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		Характеристика	Значение	
Микроизвестковый/микроизвестняковый метод	92–98 % (в зависимости от типа абсорбера)	Температура процесса	45 – 80 °C	- из всех эксплуатируемых десульфурационных установок по производительности 80 % - мокрые скрубберы, из которых 72 % используют в качестве реагента известняк, 16 % - известь и 12 % - прочие реагенты - выбор известняка (высокое содержание карбоната кальция, низкое - Al, F и Cl) является важным для достижения высокой степени улавливания SO₂ - иногда применяют органические буферы для поддержания pH рабочего раствора - потери энергии на повторный нагрев дымовых газов относительно высоки по сравнению с сухими и комбинированными SO₂/NO_x технологиями десульфурации, в которых обычно в повторном нагреве дымовых газов нет необходимости - существует проблема вращающегося теплообменника (газ-газ), работающего при 150 °C, для которых свойственны внутренние перетоки газа, из-за чего 3-5% дымовых газов без обработки попадают в дымовую трубу
		Сорбент	Известняк, известь	
		Потребляемая энергия в % от электрической мощности	1 – 3 %	
		Потери давления	20 - 30 (10 ² Па)	
		Мольное отношение Ca/S	1.02 -1.1	
		Надёжность работы	95 – 99 % (от времени работы)	
		Остатки/отходы	Гипс	
		Чистота гипса	90 – 95 %	
		Время реакции	10 с	
		Срок эксплуатации внутренней обшивки	>10 лет (каменный уголь)	
		Степень удаления SO ₃	<70 %	
		Степень удаления HCl	95 – 99 %	
		Степень удаления HF	95 – 99 % в абсорбере	

Примечание [I1]: Вероятно имеется ввиду "обеспеченность очисткой", т.е. доля рабочего времени, когда установка работает с заявленной эффективностью.

Метод	Общая степень улавливания SO ₂	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		Характеристика	Значение	
		Степень удаления твёрдых частиц	>50 % в зависимости от размера частиц	- Некоторые предприятия используют мокрые десульфурационные установки с градирнями. Сброс очищенных дымовых газов в градирню устраняет необходимость в их повторном нагреве, экономя энергию, и позволяет достигать значительно более низких концентраций загрязняющих веществ - образование сточных вод является недостатком мокроизвестнякового метода - большое водопотребление - потери общей эффективности электростанции из-за высокого энергопотребления (в среднем мощность установленных насосов составляет около 1 МВт).
Абсорбция морской водой	85 – 98 %	Температура процесса (пример)	145 °С (дымовые газы на входе) 88 °С (дымовые газы на выходе)	• должна быть доступна морская вода • применяя скруббер на морской воде, должны быть тщательно изучены местные условия, такие как свойства морской воды, приливно-отливные течения, близость водоёма к установке и т.п. для предотвращения негативных последствий для окружающей среды. Эффекты могут проявляться в снижении pH в районе расположения электростанции, а также в загрязнении металлами (тяжёлые металлы иногда называют микроэлементами) и летучей золой. Это особенно применимо к энергоустановкам, расположенным в устьях рек • применимость скрубберов на морской воде высока из-за простоты процесса и отсутствия необходимости обращения с растворами • эксплуатационные расходы низки по сравнению с другими мокрыми технологиями десульфурации • из дымовых газов необходимо предварительно удалить твёрдые частицы • применим только для малосернистого топлива
		Сорбент	Морская вода/воздух	
		Время пребывания морской воды в азраторе	15 мин.	
		Макс. расход дымовых газов через абсорбер (пример)	250000 м ³ /ч	
		Надёжность работы	98 – 99 %	
		Остатки/отходы	Нет	
		Потребляемая энергия в % от электрической мощности	0.8 -1.6 %	
		Степень удаления HCl	95 – 99 %	
		Степень удаления HF	95 – 99 % в абсорбере	
		Водопотребление (пример)	15000 м ³ /ч	
		Сточные воды	нет (но сульфат-ионы растворяются в морской воде)	

Метод	Общая степень улавливания SO ₂	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		Характеристика	Значение	
		Потери давления	1000 - 1100 Па	
Мокросухой способ	85 – 92 %	Температура процесса	120 – 160 °С (дымовые газы на входе) 65 – 80 °С (дымовые газы на выходе)	• SO₃ более эффективно удаляется в скрубберах мокросухой очистки, чем в мокрых скрубберах • резервуар для гашения извести позволяет уменьшить размеры частиц извести до 2 -11 мм • использование мельницы для извести позволяет повысить реакционную способность извести • так как мокросухой скруббер лучше удаляет SO₃ чем мокрый скруббер, то, вероятно и проблема воздействия H₂SO₄ на ОС вблизи предприятия с мокросухими скрубберами имеет менее напряженный характер • поскольку потребление энергии в устройствах контроля NO_x и твёрдых частиц обычно составляет меньше чем 0,1%, полное потребление энергии для контроля загрязнения - обычно ниже 1.0 % на энергоустановке, применяющей скруббер мокросухой очистки. Это - большое преимущество по сравнению с мокрыми скрубберами, которые потребляют 1.0 %-1.5 % энергии • в 4-5 раз более высокая стоимость известкового сорбента, применяемого в мокросухих скрубберах, по сравнению с известняком, применяемым в большинстве мокрых скрубберов, является наибольшим недостатком мокросухих скрубберов • исследования показали, что в скруббере удаляется около 90 % ртути в газовой фазе • в настоящее время применяется на установках, сжигающих каменный уголь. В предварительных исследованиях процесс был испытан для применения на других топливах: мазуте, бурых углях, торфе • при содержании серы более 3 % эффективность её удаления
		Сорбент	Известь, оксид кальция	
		Время реакции	10 сек	
		Мольное отношение Ca/S	1.1 -2.0	
		Макс. расход дымовых газов через абсорбер	500 000 м ³ /ч	
		Степень удаления SO ₃ и HCl	95 %	
		Степень рециркуляции сорбента	10 -15	
		Содержание твердой фазы во впрыскиваемой жидкости	20 – 50 %	
		Надёжность работы	97 – 99 %	
		Остатки/отходы	Смесь летучей золы, непрореагировавшего сорбента и CaSO ₃	
		Потребляемая энергия в % от электрической мощности	0.5 – 3 %	
		Водопотребление	20 - 40 л на 1000 м ³ дымовых газов	
		Сточные воды	Нет	

Метод	Общая степень улавливания SO ₂	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		Характеристика	Значение	
		Потери давления в абсорбере без пылеулавливающего устройства	(100 Pa)	
Впрыск сорбента в топку	40 – 50 % 70 – 90 % при рециркуляции продуктов реакции	Температура процесса	980 - 1230 °C (верх топки) 540 °C (экономайзер)	уменьшается незначительно • эффективность процесса значительно зависит от применяемого способа улавливания пыли (например, тканевые фильтры или электрофильтры), т.к. процесс десульфурации продолжается с некоторой интенсивностью, например, в осажденном на поверхности тканевого фильтра слое пыли • Эффективность удаления SO₂ зависит, главным образом, от мольного соотношения Ca/S, типа сорбента, степени влажности, типа добавок, места впрыска и нагрузки котла. • Для увеличения эффективности удаления SO₂, вода может впрыскиваться перед электрофильтрами. Такое усовершенствование дает повышение эффективности удаления SO₂ около 10 %. • проблемы заноса и шлакования поверхностей нагрева и стабильности факела в котле • ввод сорбента в топку может увеличивать содержание несгоревшего углерода в золе • низкие капитальные затраты и чрезвычайно простая наладка • легко модифицируется (небольшие объём и время монтажа). • нет сточных вод
		Сорбент	Известняк, известь-пушонка, доломит	
		Надёжность	99.9 %	
		Снижение кпд котла	2 %	
		Потребляемая энергия в % от электрической мощности	0.01 - 0.5 %	
		Остатки	Смесь солей Ca	
Впрыск сорбента в газоход между воздухоподогревателем и пылеуловителем	50 – 90 % (>90 % достигнута на одной из электростанций в США)	Сорбент	Известняк, гашеная известь, доломит	• Обращение с золой представляет наибольшие трудности, т.к. она содержит известь в слабореакционной форме и твердеет после увлажнения • Повышена способность пыли отлагаться на стенках
		Надёжность работы	99.9 %	
		Потребляемая энергия в % от электрической мощности	0.5 %	
		Остатки	Смесь солей Ca	
Смешанный впрыск сорбента	50 – 90 % (90 % при реактивации непрореагировавшего CaO)			• Применён только на нескольких предприятиях в США

Метод	Общая степень улавливания SO2	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		Характеристика	Значение	
	гашением)			
Метод с циркулирующим слоем жидкости	90 – 95 %	Время реакции	3 сек	• реактор проектируется так, чтобы внутренние скорости газа были порядка от 1.8 м/с до 6 м/с для нагрузок котла от 30 % до 100 %. • Был применён только несколько раз
Сульфит-бисульфитный процесс	95 - 98 %	Температура дымовых газов в абсорбере	55 -90 °С	• Процесс в Европе уже не применяется • Т.к. в процессе для поглощения SO2 используется раствор, без проблем могут применяться высокоэффективные контактные устройства, как например, тарелки или твёрдая набивка • В некоторых случаях, когда, например, электростанция расположена вблизи или в центре города, доставка большого количества материалов (известняка или гипса) на или от электростанции может создавать неудобства из-за шума и увеличения интенсивности дорожного движения. Для данного процесса транспортировка каустической соды и серы более проста • Процесс требует высоких капитальных затрат, требует большого количества высококвалифицированного персонала и потребляет много энергии
		Макс. содержание серы в топливе	3.5 %	
		Макс. расход дымовых газов	600 000 м3/ч	
		Содержание твёрдого вещества во вводимом растворе	20 - 50 %	
		Потребляемая энергия в % от электрической мощности	3 - 5.8 %	
		Водопотребление	70 - 200 м3/ч (только до обработки в скруббере)	
		Надёжность работы	>95 %	
Магнетитовый процесс	н.д.	Потребляемая энергия в % от электрической мощности	н.д.	
		Отходы	Элементарная сера, серная кислота или концентрированный оксид серы	
		Время реакции	н.д.	

Примечание: н.д. = нет данных

3.4.1.7. Общая характеристика первичных методов снижения выбросов NO_x

Первичные методы		Общая степень удаления NO _x *	Основные области применения	Ограничения применимости	Примечания
Низкие избытки воздуха		10 – 44 %	Все виды топлива	Неполное сгорание топлива	- Степень снижения выбросов NO_x чрезвычайно сильно зависит от уровня технологического контроля. - Необходимо предотвратить присосы воздуха в топку, мельницы и воздухоподогреватели для надлежащего применения метода
Ступенчатая подача воздуха в топку	Ввод воздуха дожигания через верхний ярус недействующих горелок (BOOS)	10 – 65 % Максимальный достижимый уровень снижения для котлов со ступенчатой подачей воздуха в топку 40 % для угольных, 45 % для мазутных и 65 % для газовых котлов	В основном ограничено для газовых и мазутных котлов только после реконструкции	Неполное сгорание топлива (и соответственно высокие уровни CO и несгоревшего углерода)	Могут возникать проблемы с вводом топлива, потому что прежнее количество тепла необходимо подавать в топку через меньшее количество горелок
	Перераспределение воздуха между ярусами горелок (BBF)		Все топлива только после реконструкции		
	Ввод воздуха дожигания через специальные дополнительные сопла (OFA)		Все виды топлива		- Модификация существующих котлов для применения метода ступенчатой подачи воздуха требует модификации трубной системы котла для организации ввода вторичного воздуха. - Для топок со стеновыми горелками, использующими метод OFA, возможно снижение NO_x от 10 % до 40 %
Рециркуляция дымовых газов		20 – 50 % <20 % для угольных котлов и около 30 - 50% - для газовых совместно с методом OFA	Все виды топлива	Нестабильность факела	Реконструкция существующих котлов для применения рециркуляции дымовых газов представляет некоторые трудности, главным образом, из-за снижения эффективности и котла и горелок, кроме случая очень низких расходов

Первичные методы	Общая степень удаления NO _x *	Основные области применения	Ограничения применимости	Примечания
				рециркуляционных газов. - Этот метод подавления NO_x может применяться совместно с методами ступенчатой подачи воздуха. - Рециркуляция дымовых газов требует дополнительного расхода энергии на привод дымососов рециркуляции.
Уменьшение предварительного нагрева воздуха	20 – 30 %	Неприменим для пылеугольных котлов с жидким шлакоудалением		Степень достижимого сокращения выбросов, главным образом, зависит от температуры воздуха до и после применения метода
Ступенчатое сжигание топлива	50 – 60 % (могут быть подавлены 70 – 80 % NO _x , образующихся в зоне первичного горения)	Все виды топлива		- Метод имеет некоторые преимущества, такие как совместимость с другими первичными методами сокращения выбросов NO_x, простота монтажа, использование стандартного топлива как агента-восстановителя, и очень небольшие дополнительные расходы энергии. Дополнительный расход энергии может быть выше при дожигании угля углем, чем при использовании природного газа. - Ниже зоны первичного горения также происходит образование оксидов азота. - При использовании природного газа в качестве повторно горящее топливо, выбросы твердых частиц, SO₂ и CO₂ также уменьшаются пропорционально доле заменённого угля.

Первичные методы		Общая степень удаления NOx*	Основные области применения	Ограничения применимости	Примечания
Низкоэмиссионные горелки	со ступенчатым вводом воздуха	25 – 35 %	Все виды топлива	• Нестабильность факела • Неполное сгорание топлива	• Низкоэмиссионные горелки могут использоваться в комбинации с другими первичными методами, такими как использование воздуха дожигания и рециркуляции дымовых газов. • Применение низкоэмиссионных горелок с воздухом дожигания может достигать уровней подавления 35 - 70 %. • Недостаток низкоэмиссионных горелок - потребность дополнительного пространства для факела: его диаметр для низкоэмиссионных горелок приблизительно на 30 - 50 % больше, чем для обычного факела.
	с рециркуляцией дымовых газов	до 20 %	Все виды топлива	• Нестабильность факела	
	со ступенчатым сжиганием топлива	50 – 60 %	Все виды топлива	• Нестабильность факела • Неполное сгорание топлива	
Примечания: * • При одновременном применении различных первичных методов подавления выбросов оксидов азота, нормы снижения выбросов каждого из них не могут быть ни сложены, ни перемножены. Общий уровень снижения при такой комбинации методов зависит от ряда определенных факторы и нуждается в проверке для каждой энергоустановки. • Не все первичные методы могут применяться ко всем существующим котлам, это зависит от метода сжигания и вида топлива • Новые энергоустановки уже оснащены первичными мерами как часть их общего проекта					

3.4.2.4 Общая эффективность вторичных методов снижения выбросов NO_x

Метод	Общая степень снижения NO _x	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		характеристика	Значение	
Селективный каталитический метод (SCR)	80 – 95 %	Рабочие температуры	320 – 420 °С (катализатор расположен в конвективной шахте котла) 260– 320 °С (катализатор расположен за электрофильтрами)	- При увеличении отношения NH₃/NO_x возможен проскок аммиака, что может вызвать проблемы, например, чрезмерного содержания аммиака в летучей золе. Проблема может быть решена применением катализатора большего объёма и/или улучшая смешивание NH₃ и NO_x в дымовых газах. - Неоконченная реакция NH₃ с NO_x может приводить к образованию сульфата аммония, который отлагается на оборудовании ниже по ходу газов, например, на катализаторе, воздухоподогревателе, увеличенные количества NH₃ в сточных водах установок десульфурации, промывочных водах воздухонагревателя и летучей золе. - Срок эксплуатации катализатора 4 - 5 лет при сжигании углей, 7 - 10 лет – на мазуте и более 10 лет - на газе.
		Реагенты	аммиак, мочевины	
		Соотношение NH ₃ /NO _x	0.8 – 1.0	
		Проскок NH ₃	<20 мг/нм ³	
		Надёжность работы	>98 %	
		Превращение SO ₂ в SO ₃ на катализаторе	1.0 - 1.5 % (катализатор расположен за электрофильтрами)	
		Потребление энергии в % от электрической мощности	0.5 % (катализатор расположен в конвективной шахте котла) 2 % (катализатор расположен за электрофильтрами)	
		Потери давления на катализаторе	4 - 10 (102 Па)	
Селективный некаталитический метод (SNCR)	30 – 50 (80) %	Рабочие температуры	850 – 1050 °С	Хотя некоторые изготовители сообщают об уровнях сокращения NO_x более чем 80%, по общему представлению процессы
		Реагенты	аммиак, мочевины	
		Отношение NH ₃ /NO _x	1.5 – 2.5	
		Надёжность работы	>97 %	

Метод	Общая степень снижения NO _x	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		характеристика	Значение	
		Потребление энергии в % от электрической мощности	0.1 – 0.3 %	
		Время пребывания в области рабочих температур	0.2 – 0.5 сек	

SNCR могут обеспечить в среднем 30 - 50%-ое сокращение при различных эксплуатационных условиях. Дальнейшие сокращения NO_x могут быть получены на некоторых котлах при хороших условиях, так же как и меньшие значения – при неподходящих условиях.

- Метод SNCR не может использоваться на газовых турбинах из-за требований по продолжительности пребывания и интервалу температур

3.5.6 Общая характеристика методов комбинированного удаления SO₂ и NO_x

Метод	Общая степень улавливания SO ₂ /NO _x	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		Характеристика	Значение	
Процесс с активированным углем	98 %/60 - 80 %	Температура процесса	90 –150 °С	• Процесс с активированным углем также имеет значительный потенциал для удаления SO₃ и таких высокотоксичных веществ как ртуть и диоксины. • Сточные воды образуются в небольшом количестве только при обработке в прескруббере • Было построено несколько коммерческих установок, в основном в Германии и Японии • Процесс применим для очистки дымовых газов различных топлив, например, каменного угля, мазута
		Реагенты	Активированный уголь/аммиак	
		Надёжность работы	98 %	
		Другие удаляемые вещества	HCl, HF, диоксины	
		Потребление энергии в % от электрической мощности	1.2 – 3.3 %	
		Отходы/Вторичные материалы	Элементарная сера и серная кислота	

Метод	Общая степень улавливания SO ₂ /NO _x	Прочие рабочие характеристики		Примечания
		Характеристика	Значение	
Процесс NOXSO	97 %/70 % (ожидаемая)	Реагенты	Алюминиевые шарики, насыщенные карбонатом натрия	• Процесс NOXSO находится на стадии демонстрационных установок, планируются испытания на блоке 108 МВт в США по программе US DOE CCT-3.
		Потребление энергии в % от электрической мощности	4 %	
Процесс WSA-SNOX	95 %/95 %	Реагенты	Аммиак	• Очень низкие выбросы твёрдых частиц (менее 5 мг/м ³).
		Потребление энергии в % от электрической мощности	0.2 %	
Процесс DESONOX	95 %/95 %	Реагенты	Аммиак	• Сточные воды образуются при использовании мокрых электрофильтров для удаления аэрозоля серной кислоты • Теоретически возможно производить жидкий SO₂, серную кислоту и элементарную серу, но предприятия до настоящего времени производят только серную кислоту
		Надёжность работы	96 – 98 %	
		Потребление энергии в % от электрической мощности	2.0 %	

3.11 Технические методы контроля сбросов в почвы

Когда шламы и твёрдые остатки, образующиеся в результате очистки отработанного газа и сточной воды КТУ, невозможно утилизировать или когда текущее производство превышает спрос, излишек должен удаляться безопасным для окружающей среды и надёжным способом (например, с применением результатов проведенных Оценок воздействия на окружающую среду (ОВОС)). Если действовать таким образом, соответствующий выбор площадки, метод удаления и мониторинг обеспечивают хранение этого излишка без ущерба для окружающей среды. Как и в случае других сыпучих материалов, руководящие принципы обращения с золой (в том числе её перевозки) обеспечивают эффективную защиту от аварийного воздействия пыли. Цель всегда заключается в том, чтобы получать побочные продукты из остатков, которые можно использовать в других отраслях промышленности, например, как строительный материал. В последние десятилетия эта цель всё активнее достигается во всех странах ЕС: в 1998 г. коэффициент использования различных побочных продуктов составлял 89%, включая использование для мелиорации земли и карьеров.

Шламы, остатки и побочные продукты КТУ можно разделить на шлам, образующийся в результате водоподготовки и очистки сточных вод, и остатки и побочные продукты обессеривания отходящего газа и осаждения пыли отходящего газа. Сюда также относится сортированное вещество из поверхностных вод, которое встречается на скребках и фильтровальных установках для отвода воды.

Органическое вещество, собираемое в точке забора охлаждающей воды, можно использовать как источник энергии или компостировать и впоследствии использовать для повышения качества почвы. Остаточное вещество должно удаляться. Шлам, образующийся в результате очистки сточных вод установок по обессериванию отходящих газов, можно повторно использовать как реагент на установке по обессериванию отходящих газов благодаря содержащемуся в нем кальцию. Кроме того, он используется в качестве добавки для горения в угольных установках для улучшения плавки золы. Высокий процент этих шламов составляет гипс. Поэтому они также частично используются в гипсовой промышленности и как замедлитель схватывания цемента в цементной промышленности. Неиспользуемые шламы удаляются на полигон для отходов.

Шлам, образующийся в результате подготовки необработанной воды, например, поверхностной воды, декарбонизируется, поэтому в нем высоко содержание карбоната кальция (например, 30% и выше). Помимо вышеуказанного использования в обессеривании отходящего газа и в качестве добавки в угольных котлах и других областях, в которых используются кальциевые добавки, эти шламы можно использовать как кальциевое удобрение и для мелиорации почв в сельском хозяйстве.

В остатках и побочных продуктах обессеривания отходящего газа, таких как сернокислый кальций (гипс, образующийся на установках по обессериванию отходящего газа) и сернокислый аммоний, содержатся кальций и сера, которые используются, в числе прочего, для удобрения и мелиорации почв в сельском хозяйстве. Их можно использовать целевым способом, то есть именно в том месте, где они необходимы, а не распространять их бесконтрольно воздушным путем в окружающей среде и особенно в почве. Только 0.1 процента остатков полусухой абсорбции (ПСА) используется в настоящее время в качестве удобрений (см. данные ЕСОВА); использованию остатков такого рода в качестве удобрений препятствуют такие факторы как содержание в них тяжёлых металлов (например, Cd, Hg) и скептицизм фермеров по отношению к использованию таких остатков. Кроме того, продукты ПСА используются в качестве наполнителей для стабилизации грунта, например, подземных шахт. Другие продукты обессеривания, такие как сера и серная кислота, образуются лишь в небольших объёмах и используются исключительно в химической промышленности.

Остатками и побочными продуктами удаления пыли из отходящего газа являются, как правило, шлаки, такие как котельный шлак печей с мокрым шлакоудалением, нелетучий остатков печей с сухим шлакоудалением и зола-унос электростанций, работающих на каменном угле и лигните. На самом деле утилизация угольной золы вместо использования минерального сырья и производимых продуктов позволяет сокращать добычу сырья, охранять и сохранять природные ресурсы, а также сокращать расход энергии и выброс углекислого газа (так как одна тонна золы-уноса, используемая вместо цемента, сокращает выбросы CO₂ приблизительно на одну тонну).

Благодаря высокой способности к фильтрации около 60% котельного шлака используется в строительстве дорог и других работах по строительству покрытия и ландшафтному проектированию. Около 70% золы-уноса используется в производстве цемента, бетона и бетонной продукции, где она ценится за свои строительные свойства. Кроме того, она используется в производстве строительного раствора, кирпичей, стеновых блоков, раствора для мощения и горного раствора.

Шлаки электростанций, работающих на лигните, используется главным образом в качестве невыщелоченного стабилизатора, перемешанного со сточными водами установок по обессериванию отходящих газов, для заполнения отработанных открытых шахт. Часть шлака используется для рекультивации и покрытия поверхности. Определенные свойства золы-уноса лигнита можно использовать в производстве бетона. Существует также много других видов использования шлаков и золы, образующейся на электростанциях, сжигающих псевдосжиженный слой.

Резюмируя вышесказанное, можно сказать, что технические методы контроля сбросов в почву включают в себя технические методы очистки отработанного газа и сточных вод, равно как и технические методы утилизации остатков и побочных продуктов, ведущие к сокращению отходов, которые иначе необходимо было бы удалять на полигоны для отходов. С ростом интенсивности утилизации объём отходов, которые должны удаляться, сокращается, что означает уменьшение используемого объёма полигона для отходов. Таким образом, утилизация побочных продуктов служит охране почв и ресурсов. Однако следует внимательно относиться к важнейшим параметрам, которые должны соблюдаться – это, например, долгосрочное выщелачивание, стабильность остатков и мониторинг качества остатков и представление отчётности по их качеству. Поэтому неизбежные и неиспользуемые минеральные отходы по-прежнему должны удаляться на полигоны для отходов.

3.12 Меры по контролю за шумовыми выбросами

3.12.1 Основные возможности

Основными возможностями, связанными с сокращением шума, являются изменение источника шума, изменение пути передачи шума и внесение изменений, касающихся принимающей стороны. Первый шаг, который должен быть предпринят при любой оценке шума – это выявление основных источников и путей передачи шума. Простые эксперименты, такие как выключение оборудования, зачастую позволяют эффективно определить основные причины проблем с шумом. Если персональные наушники-глушители шума и барьеры исключены, эффективным методом снижения уровня шума служит увеличение расстояния между принимающей стороной и источником. Как показывают простейшие уравнения расчета шума, каждое десятикратное увеличение расстояния от источника снижает шум на 20 дБ. Поэтому оптимизация размещения шумного оборудования и всей установки является, вероятно, наиболее эффективным способом избежать проблем с шумом. Эта зависимость от расстояния также используется в других, так называемых пассивных методах, применяемых в промышленности.

Самым прямым методом устранения шумового эффекта является изменение механизма источника, который создает шум. Еще одна альтернатива – оградить источник шума барьером. Для внешнего наблюдателя источником шума тогда будет объём, расположенный за барьером. Акустические барьеры, как правило, используются для изменения пути передачи шума путем увеличения расстояния, которое должны проходить звуковые волны от источника до принимающей стороны. Использование звукопоглощающего материала, особенно на стенах и потолке, служит эффективным методом уменьшения отражения и реверберации внутри здания. Если внутренние поверхности помещения являются абсолютно отражающими, теоретически шум приближается к бесконечности. Поэтому в некоторых случаях уровни окружающего шума контролируются добавлением поглощающего материала внутри здания. Методом влияния на шум, издаваемый оборудованием, служит использование глушителей, как правило, они используются в каналах и трубах.

Некоторыми общепринятыми техническими методами борьбы с шумом являются следующие:

- использование насыпей для защиты от источника шума;
- помещение шумной установки или её компонентов в звукопоглощающие структуры;
- использование антивибрационных подставок и соединений оборудования;
- ориентация и размещение оборудования, издающего шум, и изменение частоты звука.

3.14 Мониторинг выбросов/сбросов и представление отчётности по ним

Цель настоящего раздела – представить общие сведения о мониторинге выбросов/сбросов при сгорании ископаемого топлива и представлении отчётности по ним. Методы и инструменты мониторинга выбросов/сбросов должны представлять собой соответствующие национальные или международные методы (например, Европейского комитета по стандартизации (CEN), ISO, VDI Richtlinien, Нормативные акты по выбросам/сбросам Нидерландов, Директивные документы Соединённого Королевства, Британские стандарты и т.д.). Более детальную информацию об общих вопросах мониторинга см. в специальном документе BREF по мониторингу.

3.14.1 Компоненты выбросов/сбросов

Наиболее распространёнными компонентами выбросов в атмосферу КТУ, использующих ископаемое топливо, которые измеряются или рассчитываются с использованием коэффициентов выбросов и других методов, являются следующие:

- выбросы твёрдых частиц, например, в результате разгрузки, хранения топлива (кратко- и долгосрочного хранения) и обращения с ним;
- пыль как выбросы из дымовых труб (в том числе TC_{10} и $\text{TC}_{2,5}$);
- окислы серы;
- окислы азота (NO_x);
- закись азота (может образовываться при сгорании псевдосжиженного слоя);
- тяжёлые металлы;
- угарный газ;
- фтористый водород (может обнаруживаться при переносе из вращающегося теплообменника, теплоиспользующего воздухоподогревателя);
- соединения соли галоидоводородной кислоты;
- аммиак NH_3 ;
- углеводороды (как несгоревшие углеводороды (НУ));
- летучие органические соединения (ЛОС);
- диоксины и/или стойкие органические загрязнители (СОЗ).

В отношении загрязнения воды можно осуществлять мониторинг следующих параметров:

- взвешенные твёрдые частицы;
- тяжёлые металлы;
- соли (хлориды и сульфаты);
- органические соли галоидоводородной кислоты;
- биоциды;
- фосфаты;
- изменённые значения pH.

Значение pH и другие компоненты сообщаются полностью или частично в главах, посвящённых топливу, в зависимости от используемого топлива и наличия данных. Методы анализа указываются в соответствующих национальных и международных руководящих принципах мониторинга и анализа.

3.14.2 Базовые условия и параметры

Для выбросов в атмосферу также следует определять следующие параметры отходящего газа для преобразования получаемой концентрации выбросов в стандартные условия, то есть 273 К, 101.3 кПа, измеряемое содержание кислорода и сухой газ:

- объёмный расход отходящего газа (для расчёта концентрации и расхода массы выбросов);
- температура отходящего газа;
- содержание водяного пара в отходящем газе;
- статическое давление в газоходе для отходящего газа;
- атмосферное давление;
- продолжительность мониторинга/период усреднения.

Помимо вышеуказанных параметров, для надлежащей эксплуатации котла и системы очистки отходящих газов требуется дополнительное измерение определённых параметров (таких как напряжение и электричество (электрфильтры), падение давления (рукавные фильтры), pH промывочной жидкости (скрубберы)) и концентрации загрязняющих веществ в разных точках газохода для отходящего газа.

3.14.3 Места отбора проб

Точки отбора проб должны соответствовать требованиям соответствующих национальных руководящих принципов отбора проб.

Двумя основными типами непрерывного мониторинга выбросов являются следующие:

- на месте, когда проба анализируется в дымовой трубе или газоходе при незначительной обработке пробы или без её обработки;
- экстрактивный, когда проба отбирается для её анализа в другом месте (либо в лаборатории, расположенной на объекте, либо подрядчиком за пределами объекта).

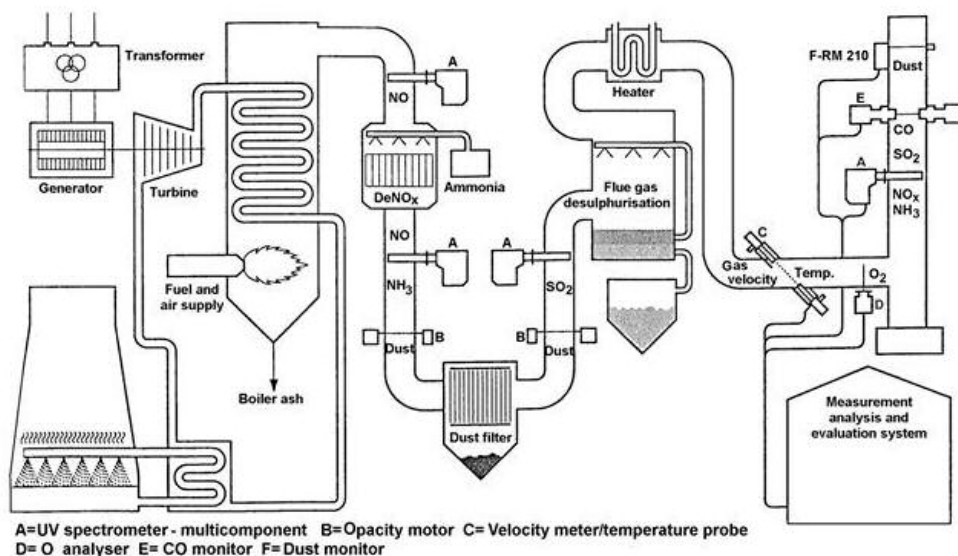
Точки отбора проб, как правило:

- являются представительными;
- чётко обозначены;
- по возможности, характеризуются расходом без помех в сечении проведения измерений;
- имеют точки мониторинга, которые можно закрыть;
- имеют требуемые источники энергопитания;
- соответствуют требованиям техники безопасности и гигиены труда.

3.14.4 Мониторинг выбросов/сбросов

Мониторинг выбросов/сбросов осуществляется для определения веществ, содержащихся в чистом газе или сточных водах, с тем, чтобы сообщить о них, или же он осуществляется для контроля за процессом горения или работой установки по борьбе с загрязнением или прогноза воздействия на окружающую среду установки или процесса. Пример контроля технологического процесса и мониторинга выбросов в атмосферу на электростанции показан на рисунке 3.43.

Рисунок 3.43: Пример контроля технологического процесса и мониторинга выбросов в атмосферу на электростанции [106, Шлосс (Sloss), 1997]



На рисунке показаны: A = ультрафиолетовый многокомпонентный спектрометр, B = контроль прозрачности, C = измерение скорости/температуры, D = контроль O₂, E = контроль CO, F = контроль пыли

Мониторинг осуществляется путём прямых измерений (то есть прямого контроля источника) или расчётов на основе измерения эксплуатационных параметров. В случае новых установок и внесения существенных изменений в установку могут использоваться коэффициенты выбросов/сбросов для оценки выбросов в окружающую среду.

До проведения измерений составляются планы мониторинга, в которых учитывается следующее:

- режим работы (установки, работающие в чрезвычайных ситуациях, и резервные установки, установки с сокращенными часами работы в соответствии со спросом на энергию, например, установки, работающие при пиковой нагрузке и средней нагрузке, и установки, работающие при основной нагрузке и в полном режиме);
- рабочее состояние установок очистки отходящего газа и очистки стоков;
- условия эксплуатации установки (постоянная, прерывистая, пуск и остановка); и
- действие факторов термодинамической интерференции.

Эти факторы служат основой для выбора следующих условий эксплуатации:

- при которых можно зафиксировать максимальные выбросы/сбросы;
- для определения количества и продолжительности измерений;
- для выбора наиболее целесообразного метода измерений;
- для определения мест проведения измерений и конкретных точек измерений. В случае сбросов сточных вод можно использовать отвечающие требованиям случайные пробы или 24-часовые среднепропорциональные пробы на основе проб, отбираемых пропорционально расходу, или проб, усреднённых во времени.

В случае непрерывной эксплуатации обычно требуется минимальный отбор проб или проведение измерений в течение получаса (получасовое среднее значение). Для определения таких веществ как полихлоридные дибензодиоксины/ полихлоридные дибензофураны (ПХДД/ПХДФ) могут требоваться более длительные измерения и, следовательно, другие базовые периоды в связи с пределом их обнаружения. В случае непрерывной эксплуатации при наличии лишь незначительных колебаний в характеристиках выбросов/сбросов можно проводить три отдельных измерения

максимального уровня выбросов/сбросов. Отбор проб и измерения осуществляются только во время работы установки, а свежий воздух исключается.

3.14.5 Сообщение данных по выбросам/сбросам

Все отчеты и протоколы измерений должны отвечать требованиям соответствующих национальных и международных руководящих принципов.

Как правило, в отчёте содержится следующее:

- цель мониторинговой кампании;
- общие сведения об измерениях;
- описание установки, её состояния и эксплуатационные данные;
- условия эксплуатации во время проведения измерений;
- информация о планировании проведения измерений;
- подробные сведения о местах отбора проб;
- описание методов измерений;
- представление в виде таблиц отдельных измерений, включая температуру, расход газа и объёмы;
- оценка результатов;
- учёт погрешностей;
- представление мер по обеспечению качества; и
- резюме.

3.15. Инструменты экологического менеджмента

Наивысшая экологическая эффективность обычно достигается предприятием, которое имеет лучшие технологии и применяет их самым эффективным и целесообразным способом. Это признано Директивой IPPC при определении "методов" как "используемой технологии и того, как производство спроектировано, построено, обслуживается, используется и выводится из эксплуатации".

Для предприятий, подпадающих под требования системы комплексного предотвращения и контроля загрязнения, система экологического менеджмента (СЭМ) - инструмент, который можно использовать при проектировании, строительстве, обслуживании и выводе из эксплуатации, решая проблемы систематическим, доказуемым способом. СЭМ включает организационную структуру, обязанности, методы, процедуры, процессы и ресурсы для развития, осуществления, поддержания, рассмотрения и контроля экологической политики. Системы экологического менеджмента наиболее эффективны и результативны там, где они являются неотъемлемой частью общего управления и деятельности предприятия.

В пределах Европейского Союза множество организаций выбрали добровольную основу для внедрения системы экологического менеджмента, основанных на EN ISO 14001:2004 или на Схеме экологического управления и аудита EC EMAS. EMAS включает требования системы управления EN ISO 14001, но ставит дополнительный акцент на юридическом согласии, экологической результативности и привлечения сотрудников, а также требует внешней проверки системы управления и проверки правильности экологического заявления (в EN ISO 14001 альтернативой внешней проверке является самодекларация). Есть также много организаций, которые решили внедрить нестандартизированную (не соответствующую в полной мере указанным стандартам) СЭМ.

В то время как и стандартизированные (соответствующие рекомендациям EN ISO 14001:2004 и EMAS) и нестандартизированные системы в принципе рассматривают организацию как любое юридическое лицо, этот документ имеет более узкий подход, не включая всех возможных действий

организации, например, по отношению к их продуктам и услугам, вследствие того, что регулируемое юридическое лицо согласно Директиве IPPC - *установка* (как определено в Статье 2).

Система экологического менеджмента (СЭМ) предприятия IPPC может содержать следующие компоненты:

- a) определение экологической политики;
- b) планирование и установление целей и задач;
- c) внедрение и выполнение процедур;
- d) проверки и корректирующие действия;
- e) обзор управления;
- f) подготовка регулярного экологического заявления;
- g) проверка СЭМ органом сертификации или внешней организацией;
- h) подготовка вывода установки из эксплуатации;
- i) использование чистых технологий;
- j) эталонное тестирование.

Эти пункты объясняются ниже несколько более детально.

a) **Определение экологической политики.** Высшее исполнительное руководство ответственно за определение экологической политики предприятия и гарантирует, что эта политика:

- соответствует специфике, масштабам и экологическим воздействиям деятельности предприятия;
- включает обязательства по предотвращению и контролю загрязнения;
- включает обязательство выполнять все применимое экологическое законодательство и инструкции, и другие требования, которые организация согласилась взять на себя;
- содержит основу для установления экологических целей и задач;
- документирована и доведена до всех работников;
- является доступной общественности и всем заинтересованным сторонам.

b) Планирование, то есть:

- процедуры идентификации экологических аспектов предприятия для определения тех действий, которые имеют или могут иметь существенные воздействия на окружающую среду, и поддерживать эту информацию актуальной;
- процедуры идентификации и получения доступа к юридическим и другим требованиям, выполнение которых организация взяла на себя, и применимых к экологическим аспектам её действий;
- установление и рассмотрение документированных экологических целей и задач, учёт юридических и других требований и мнений заинтересованных сторон;
- установление и регулярное обновление программы экологического менеджмента, включая указание ответственности за достижение целей и задач для каждой соответствующей функции и уровня, а также ресурсов и времени, за которые они должны быть достигнуты.

c) Внедрение и исполнение процедур

Для обеспечения результативности системы важно обеспечить, чтобы процедуры были доступны, правильно поняты и выполнялись, поэтому эффективный экологический менеджмент включает:

i) Структуру и ответственность

- определение, документирование и сообщение ролей, обязанностей и полномочий, включая назначение представителя от управления предприятия (топ-менеджера);
- обеспечение ресурсов, необходимых для выполнения и контроля системы экологического менеджмента, включая человеческие ресурсы и специальные навыки, материальные и финансовые ресурсы.

ii) Обучение, понимание и компетентность

- идентификацию потребностей в обучении чтобы гарантировать, что весь персонал, работа которого может значительно затронуть экологические воздействия деятельности, получил соответствующее обучение.

iii) Связи

- установление и поддержка процедуры для внутренней связи между различными уровнями и функциями предприятия, так же как процедур, которые способствуют диалогу с внешними заинтересованными сторонами и процедурами для получения, документирования и, где это необходимо, обратной связи с внешними заинтересованными сторонами.

iv) Причастность работников

- вовлечение работников в процесс достижения высокого уровня экологической эффективности, применяя соответствующие формы участия, такие как книги предложений, или рабочие группы на основе проектного подхода, или экологические комитеты.

v) Документация

- установление и поддержание актуальной информации, в бумажной или электронной форме, об основных элементах системы управления и их взаимодействии, с указанием на источники связанной документации.

vi) Эффективное управление производственным процессом

- достаточный контроль производственных процессов во всех режимах их работы, то есть подготовки, запуска, обычной эксплуатации, останова и аварийных условиях
- идентификация ключевых индикаторов эффективности и методов измерения и управления этими параметрами (например, потоками, давлением, температурой, составом и количеством)
- документирование и анализ аварийных эксплуатационных режимов, чтобы устанавливать первопричины и затем устранять их, чтобы гарантировать, что события не повторятся (это может быть облегчено внедрением культуры "без вины", где установление причин более важна, чем поиск виновного).

vii) Программа обслуживания

- установление структурированной программы для эксплуатации, обслуживания и ремонта оборудования, основанной на технических описаниях оборудования, нормах
- поддержка программы обслуживания соответствующими системами хранения записей и диагностическими испытаниями
- ясное распределение ответственности за планирование и выполнение обслуживания.

viii) Подготовленность к действиям в чрезвычайных ситуациях

- установление и поддержка процедуры идентификации потенциальных возможностей и действий в условиях аварий и чрезвычайных ситуаций для того, чтобы предотвращать и смягчать экологические воздействия, которые могут быть связаны с этими ситуациями.

d) Проверки и корректирующие действия, то есть:

i) Контроль и измерения

- установление и поддержание документированных процедур контроля и измерения на регулярной основе ключевых характеристик деятельности и действий, которые могут иметь существенное воздействие на окружающую среду, включая регистрацию информации об эффективности, соответствующий эксплуатационный контроль, соответствие экологическим целям предприятия
- установление и поддержка документированной процедуры периодической оценки согласия с соответствующим экологическим законодательством и инструкциями.

ii) Корректирующие и профилактические действия

- установление и поддержка процедур определения ответственности и полномочий для того, чтобы обнаруживать и исследовать несоответствия с условиями лицензии, другими юридическими требованиями, а также целями и задачами, принимая меры, чтобы смягчить любые вызванные воздействия и для того, чтобы осуществлять корректирующие и профилактические действия,

которые являются соответствующими к величине проблемы и соразмерными с экологическим воздействием.

iii) Записи

- установление и поддержка процедуры для идентификации, обслуживания и упорядоченного размещения чётких, опознаваемых и контролируемых экологических записей, включая записи об обучении и результаты аудитов и обзоров.

iv) Аудиты

- установление и поддержание программы и процедуры периодических аудитов системы экологического менеджмента, включая обсуждения с персоналом, инспектирование эксплуатационных режимов и оборудования и рассмотрения записей и документации, создание результирующего письменного сообщения, выполняемого беспристрастно и объективно служащими (внутренние аудиты) или внешними сторонами (внешние аудиты), области, частоту и методологию аудитов, а также обязанности и требования к аудиторам и сообщениям об их результатах, чтобы определить, действительно ли система экологического менеджмента соответствует запланированным целям и должным образом осуществлена и обслуживается
- проведение полного аудита или контрольного цикла с промежутками не более чем три года, в зависимости от специфики, масштаба и сложности деятельности, значимости связанных экологических воздействий, важности и безотлагательности проблем, обнаруженных предыдущими аудитами и историей экологических проблем
- более сложные виды деятельности с более существенными экологическими воздействиями ревизуются более часто
- соответствующие механизмы обеспечения использования результатов аудитов.

v) Периодические оценки соблюдения требования законодательства

- анализ соблюдения применимого экологического законодательства и требований разрешительных природоохранных документов
- документация оценки.

e) обзор СЭМ руководством, то есть:

- рассмотрение высшим исполнительным руководством, с определённой периодичностью, системы экологического менеджмента, её пригодности к дальнейшему использованию, адекватности и эффективности
- гарантирует, что собрана информация, позволяющая руководству выполнить эту оценку
- документация обзора.

f) Подготовка регулярного экологического заявления

- подготовка экологического заявления, которое содержит результаты, достигнутые предприятием по достижению его экологических целей и задач. Это выполняется регулярно - один раз в год или реже в зависимости от значимости выбросов, объёмов образования отходов и т.д. Учитывая информационные потребности различных заинтересованных сторон, заявление должно быть доступно для общественности (например, в электронных публикациях, библиотеках и т.д.).
- при создании заявления можно использовать соответствующие существующие индикаторы экологической эффективности, удостовераясь, что выбранные индикаторы:
- дают точную оценку эффективности предприятия
- являются понятными и однозначными
- допускают сравнение по годам, чтобы оценить развитие экологической эффективности предприятия
- допускают сравнение с соответствующим сектором промышленности, национальными или региональными показателями
- допускают сравнение с соответствующими нормативными требованиями.

g) Проверка СЭМ органом сертификации или внешней организацией

- наличие системы управления, контрольной процедуры и экологического заявления, исследованного и утвержденного аккредитованным органом сертификации или внешней организацией, выполненные должным образом, могут увеличить доверие к системе.

h) Рассмотрение проекта вывода энергоустановки из эксплуатации

- рассмотрение экологических последствий вывода из эксплуатации на стадии проектирования новой установки, что делает вывод из эксплуатации более лёгким, более чистым и более дешёвым
- вывод из эксплуатации имеет экологические риски для загрязнения земли (и грунтовых вод) и приводит к образованию больших количеств твёрдых отходов. Общие профилактические меры могут включать:
 - неприменение подземных сооружений
 - применение соединений, которые облегчают демонтаж
 - выбор типов поверхностей, которые могут быть легко дезактивированы
 - использование такой конструкции оборудования, которая минимизирует отложения и облегчает слив или мытьё
- проектирование гибких, отдельных блоков, которые позволяют поэтапное закрытие
- использование разлагаемых микроорганизмами и годных для повторного использования материалов, где это возможно.

i) Разработка чистых технологий

- защита окружающей среды должна быть неотъемлемой частью любых проектных действий, так как методы, включенные в самой ранней стадии проекта являются и более эффективными и более дешёвыми. Как альтернатива собственным усилиям, где это возможно эту работу поручают другим организациям или научно-исследовательским институтам, работающим в данной области.

j) Эталонное тестирование, то есть:

- выполнение систематических и регулярных сравнений с сектором промышленности, национальными или региональными показателями, включая показатели эффективности использования энергии и энергоэффективности, выбора входных материалов, выбросов в атмосферу и загрязнения вод, потребление воды и образования отходов.

Стандартизированные и нестандартизированные системы экологического менеджмента

СЭМ может взять форму стандартизированной или нестандартизированной системы. Выполнение и приверженность международно-принятой стандартизированной системе, такой как EN ISO 14001:2004, может дать более высокое доверие к СЭМ, особенно когда она должным образом была подвергнута внешней проверке. EMAS содержит дополнительную эффективность из-за взаимодействия с общественностью через экологическое заявление и механизм гарантирования согласия экологическому законодательству. Однако, нестандартизированные системы могут в принципе быть одинаково эффективными при условии, что они должным образом разработаны и осуществлены.

Достижимые экологические выгоды: Внедрение и приверженность СЭМ сосредотачивает внимание оператора на экологической эффективности предприятия. В частности, поддержка ясных операционных процедур и для нормальных, и для аварийных ситуаций и связанного с этим распределения ответственности должно гарантировать, что условия лицензии предприятия и другие экологические задачи и цели выполняются всегда.

Системы экологического менеджмента обычно гарантируют непрерывное усовершенствование экологической эффективности предприятия. Чем более низкой была отправная точка, тем более существенные краткосрочные усовершенствования могут ожидать. Если предприятие уже имеет хорошую общую экологическую эффективность, система помогает оператору поддерживать высокий уровень эффективности.

Эффекты взаимной среды: методы экологического менеджмента разработаны, чтобы обратиться к комплексному экологическому воздействию, которое является совместимым с интегрированным подходом Директивы IPPC.

Применимость: компоненты, описанные выше, обычно могут применяться ко всем IPPC установкам. Возможности (например, уровень детализации) и особенности СЭМ (например, стандартизированный или нестандартизированный) будет вообще связываться со спецификой, масштабом и сложностью предприятия и диапазоном экологических воздействий, которые оно может иметь.

Экономика: трудно точно определить затраты и экономические выгоды от внедрения и поддержания хорошей СЭМ. Некоторые данные представлены ниже. Однако, это только примеры, и их результаты не полностью последовательны. Они не могут быть представительными для всех секторов промышленности ЕС и должны, таким образом, рассматриваться осторожно.

Шведское исследование, выполненное в 1999 г., рассмотрело все 360 ISO-сертифицированных и EMAS-зарегистрированных шведских компаний. При уровне получения ответов 50% исследование показало, что:

- расходы на внедрение и обслуживание СЭМ высоки, но не чрезмерно, причём они меньше в случае маленьких компаний. Ожидается, что расходы в будущем будут уменьшаться
- более высокая степень координации и интеграции СЭМ с другими системами управления отмечается как возможный способ уменьшить затраты
- половина всех экологических целей и задач даёт окупаемость в течение одного года вследствие снижения расходов и/или увеличения дохода
- наибольшие объёмы снижения расходов были достигнуты посредством уменьшения расходов на энергию, переработку отходов и сырьё
- большинство компаний считает, что их положение на рынке было усилено через СЭМ. Одна треть компаний сообщила об увеличении дохода из-за СЭМ.

В некоторых государствах - членах ЕС для сертифицированных предприятий снижены затраты на инспекционные проверки, которые предприятия обязаны оплачивать.

Множество исследований показывает, что есть обратные зависимости между размером компании и стоимостью осуществления СЭМ. Подобные обратные зависимости существуют в течение всего периода окупаемости инвестированного капитала. Это подразумевает менее благоприятные отношения выгоды/стоимость для внедрения СЭМ в маленьких компаниях по сравнению с большими.

Согласно швейцарскому изучению, средняя стоимость внедрения и обслуживания ISO 14001 может изменяться:

- для компании с численностью работников между 1 и 49: 44 тыс.евро чтобы разработать и внедрить СЭМ и 11 тыс.евро/год для того, чтобы поддерживать её
- для промышленной компании с численностью более 250 работников: 252 тыс.евро чтобы разработать и внедрить СЭМ и 106 тыс.евро/год для того, чтобы поддерживать её.

Эти средние величины не обязательно представляют фактическую стоимость для данного промышленного производства, потому что эта стоимость также сильно зависит от некоторых существенных пунктов (загрязнители, потребление энергии и др.) и от сложности проблем, которые будут изучены.

Недавнее немецкое исследование [Schaltegger S. Wagner, 2002] показывает следующие затраты для EMAS для различных отраслей. Может быть отмечено, что эти цифры намного ниже, чем в швейцарском исследовании, указанном выше. Это подтверждает трудности в определении затрат СЭМ.

Затраты на внедрение (тыс.евро): минимум – 18.75, максимум – 75, среднее – 50.

Затраты на сертификацию (тыс.евро): минимум – 5, максимум – 12.5, среднее – 6.

Исследование немецкого Института Предпринимателей [Unternehmerinstitut/ Arbeitsgemeinschaft Selbständiger Unternehmer UNI/ASU, 1997] даёт информацию о средних снижениях расходов, достигнутых для EMAS в год и среднее время окупаемости. Например, при затратах на внедрение 80 тыс.евро они определили средние объёмы сбережения 50 тыс.евро в год, что соответствует времени окупаемости приблизительно полгода.

Внешние затраты, касающиеся проверки системы, могут быть оценены по руководству, выпущенному международным Форумом Аккредитации (<http://www.iaf.nu/>).

Движущие силы для внедрения: Системы экологического менеджмента могут предоставлять множество преимуществ, например:

- улучшенное понимание экологических аспектов компании
- получение основы для принятия решения
- улучшение мотивации персонала
- дополнительные возможности для снижения себестоимости и улучшения качества продукта
- повышение экологической эффективности
- улучшенный образ компании
- уменьшение рисков, затрат на страхование и штрафные санкции
- повышение привлекательности для работников, клиентов и инвесторов
- увеличение доверия регуляторов, что может вести к уменьшению регулирующего надзора
- улучшенные отношения с экологическими группами.

Примеры предприятий: элементы СЭМ, описанные выше под пунктами от (а) до (е) - элементы EN ISO 14001:2004 и Схемы экологического управления и аудита Европейского Экономического Сообщества (EMAS), тогда как элементы под пунктами (f) и (g) определены только в EMAS. Эти две стандартизированные системы применены на множестве предприятий IPPC. Как пример, в ЕС, в июле 2002 года, 357 предприятий химической промышленности (раздел NACE 24) были зарегистрированы соответствующими EMAS, большинство из них имеет установки IPPC.

В Великобритании Агентство Окружающей среды Англии и Уэльса выполнило обзор среди IPC (предшественник IPPC) регулируемых сооружений в 2001 г. Он показал, что 32% ответивших были сертифицированы по ISO 14001 (21% всех установок IPC), и 7% были сертифицированы по EMAS. Все цементные заводы в Великобритании (приблизительно 20) сертифицированы по ISO 14001, и большинство - по EMAS. В Ирландии, где внедрение СЭМ (не обязательно в стандартизированном виде) требуется для лицензии IPC, приблизительно 100 из около 500 лицензированных предприятий внедрили СЭМ согласно ISO 14001, другие 400 выбрали нестандартизированный СЭМ.

3.15.1 БАТ для экологического менеджмента

Множество методов экологического менеджмента определено как БАТ. Возможности (например, уровень детализации) и особенности СЭМ (например, стандартизированная или нестандартизированная) будут вообще связываться со спецификой, масштабом и сложностью предприятия и диапазоном экологических воздействий, которые оно может иметь.

БАТ - внедрение и поддержание системы экологического менеджмента (СЭМ), которая объединяет, в соответствии с индивидуальными условиями, следующие функции (см. раздел выше):

- определение экологической политики предприятия высшим исполнительным руководством (обязательство высшего исполнительного руководства расценивается как предварительное условие успешного применения других частей СЭМ)
- планирование и установление необходимых процедур
- внедрение процедур, обращая определенное внимание на
- структуру и ответственность

- обучение, понимание и компетентность
- связи
- причастность работников
- документацию
- эффективное управление производственным процессом
- программу обслуживания
- подготовленность к действиям в чрезвычайных ситуациях
- согласие с экологическим законодательством.
- проверку эффективности и принятия корректирующих действий, обращая определённое внимания на
- контроль и измерения
- корректирующие и профилактические действия
- ведение записей
- независимый (где это возможно) внутренний аудит, чтобы определять, действительно ли система экологического менеджмента соответствует запланированным целям, должным образом осуществлена и обслужена
- обзор высшим исполнительным руководством.

Три дальнейших особенности, которые могут дополнить вышеупомянутый пошаговый процесс, рассматривают как вспомогательные меры. Однако, их отсутствие не противоречит ВЭТ. Эти три дополнительных шага:

- наличие системы управления и процедуры аудита, проверенной и утверждённой аккредитованным органом сертификации или другим внешним свидетельством
- подготовка и публикация (и возможно внешняя проверка достоверности) регулярного экологического заявления, описывающего все существенные экологические аспекты предприятия, учитывая ежегодное сравнение с экологическими целями и задачами, а также с соответствующими показателями других энергопредприятий
- внедрение и выполнение международно-признанных добровольных систем, таких как EMAS и EN ISO 14001:2004. Этот добровольный шаг может дать более высокое доверие СЭМ. В частности EMAS, который воплощает все вышеупомянутые особенности, даёт более высокое доверие. Однако нестандартизированные системы могут в принципе быть одинаково эффективными при условии, что они должным образом разработаны и осуществлены.

Для этого сектора промышленности также важно рассмотреть следующие потенциальные детали СЭМ:

- рассмотрение экологического воздействия от вывода установки из эксплуатации на стадии проектирования новой энергоустановки
- рассмотрение возможности внедрения более чистых технологий
- где это реально, эталонное тестирование на регулярной основе, включая энергоэффективность и деятельность по энергосбережению, выбору входных материалов, выбросов в атмосферу, загрязнению вод, потреблению воды и выработке отходов.

3.16. Введение в комплексный подход защиты окружающей среды как целого

В дальнейшем комплексный подход рассматривается с трёх точек зрения [59, Finnish LCP WG, 2000]:

- взаимное влияние методов сокращения выбросов различных загрязняющих веществ через неотъемлемые характеристики рассматриваемого процесса на крупных топливоиспользующих установках;
- зависимость между эффективностью данного метода уменьшения выбросов загрязняющих веществ, как функцией влияния другой природной среды, объёма потребляемой энергии, потребления материалов, произведённых объёмов и характеристик отходов, и экономических показателей;

- потребность находить приемлемый баланс между экологическими выгодами (сокращением выбросов некоторых загрязняющих веществ), общими последствиями для природной среды, имеющимися финансовыми ресурсами и используемой энергией.

Примером взаимного влияния загрязнения для крупных топливоиспользующих установок является взаимозависимость между выбросами NOx от низкоэмиссионной горелки, недожога углерода, CO и углеводородами. Попытки минимизировать образование NOx, в некоторый момент приводит к быстрому росту недожога топлива. Это не только уменьшает эффективность сжигания, но также и создает новые загрязняющие вещества, CO и несгоревшие углеводороды, которые не могут быть удалены из дымового газа при разумных затратах. Кроме того, при наличии в золе уноса более 5% несгоревшего углерода, эта зола больше непригодна для повторного использования при изготовлении цемента или в строительстве, создавая потребность её складирования в отвалах.

Другой пример - зависимость образования NOx и N₂O от температуры в топке с жидким шлакоудалением. Образование NOx может быть уменьшено снижением температуры в поду котла, но в некоторый момент уровень образования N₂O начинает увеличиваться. Компромисс должен быть найден при температуре сжигания, при которой достигается лучший полный баланс. В дополнение к оксидам азота, поглощение серы в поду котла с жидким шлакоудалением добавлением известняка также зависит от температуры в топке.

Ещё один пример - каталитическое восстановление NOx. В то время как этот метод является эффективным средством уменьшения выбросов NOx, он вызывает незначительный выброс аммиака (проскок аммиака) в окружающую среду. Кроме того, транспортирование, обработка и хранение самого аммиака оказывает вредное воздействие на окружающую среду. Риск менее серьёзен на небольших энергоустановках, где обычно используется водный раствор аммиака, но на больших энергоустановках, где используется жидкий аммиак, последствия аварии могут быть серьёзными.

При рассмотрении эффективности метода снижения выбросов и стоимости его применения, а также потребности в энергии и материалах, обращения с создаваемыми отходами, уместным является практическое положение, что лучшие результаты могут быть достигнуты при вложении большего капитала. Пример - снижение выбросов серы от котлов с жидким шлакоудалением. Степень поглощения серы добавлением известняка в топку котла возрастает с дополнительным использованием известняка. Поэтому высокая степень снижения выброса серы одновременно требует увеличенного использования известняка. Это в свою очередь означает необходимость захоронения большего количества золы. И использование известняка и увеличенное количество золы - экологически нежелательные побочные эффекты улучшенного поглощения серы в котлах с жидким шлакоудалением. Другим результатом высокого содержания кальция в золе может быть то, что это делает золу непригодной для использования. Ситуация относительно использования кальция качественно подобна и в полусухой десульфурации дымового газа.

При десульфурации в мокром скруббере дополнительный кальций не нужен. Кроме того, он не может использоваться, если желательным конечным продуктом процесса является коммерческий качественный гипс. Однако, чтобы достигнуть более высокой эффективности десульфурации, требуется реактор больших размеров, больше электрической энергии тратится в циркуляционных насосах для перекачки суспензии, в приводах вытяжных вентиляторов. Когда желателен высокий уровень снижения серы, увеличение потребления кальция и производства гипса является небольшим, но используется больше электрической энергии и, таким образом, больше CO₂ выбрасывается в атмосферу.

Эффективность удаления твёрдых частиц и в электрофильтрах и тканевыми фильтрами может увеличиваться почти неограниченно, увеличивая размер, а, следовательно, и стоимость оборудования. Условия относительно селективного каталитического восстановления NOx аналогичны: добавляя больше элементов катализатора, могут быть достигнуты лучшее подавление NOx и более низкий проскок аммиака.

4.1.2 Подготовка угля и лигнита

Тщательный отбор угля является эффективным способом сокращения выбросов в воздух и воду и сокращения объемов остатков. При использовании угля в качестве топлива особое внимание следует уделять низким уровням серы и золы, когда используется коммерческий или импортный уголь. Важно использовать топливо с высокой калорийностью, затраты для которого на транспортировку и погрузку/разгрузку минимальны. Риск пожара и взрыва является основным риском, связанным с подготовкой угля.

Для достижения постоянного качества топлива, которое помогает оптимизировать процесс горения, иногда уголь смешивают или перемешивают, в зависимости от диапазона спецификаций теплоиспользующей установки. Этого смешивания можно достигнуть, просто выбирая складываемый уголь в последовательности, отличной от последовательности его разгрузки, или смешивая разные типы угля в бункере до угольного склада и бункеров для сырого угля.

Действие более бедной топливной смеси:

- содержание CO_2 в отходящем газе падает;
- расход воздуха и отходящего газа увеличивается;
- содержание O_2 в отходящем газе увеличивается;
- потери через отходящий газ возрастают;
- расход энергии вентиляторами и удельные выбросы CO_2 возрастают;
- эффективность снижается.

Цель более бедной топливной смеси:

- падение температур в камере сгорания (печи с сухим шлакоудалением);
- сокращение содержания основных окислов азота в отходящем газе (снижение потребления NH_3 , увеличение продолжительности избирательной каталитической редукации);
- сокращение содержания CO в отработавшем газе (снижение риска коррозии);
- снижение недожога углерода в золе-уносе (качество утилизации золы-уноса);
- рост потребления катализаторов.

Действие более богатой топливной смеси:

- содержание CO_2 в отходящем газе возрастает;
- расход воздуха и отходящего газа сокращается;
- содержание O_2 в отходящем газе снижается;
- потери через отходящий газ снижаются;
- расход энергии вентиляторами и удельные выбросы CO_2 сокращаются.

Цель более богатой топливной смеси:

- увеличение температуры в камере сгорания (печи с жидким шлакоудалением, улучшение извлечения шлака);
- повышение эффективности.

Условия соответствия требованиям:

- содержание CO в отработавшем газе не должно увеличиваться;
- отсутствие роста недожога углерода в золе-уносе (риска более активной коррозии или увеличения рециркуляции шлака).

Цель, преследуемая независимо от того, является ли топливная смесь бедной или богатой:

- уменьшение содержания SO_x в отходящем газе установок, не образующих сернистого кальция (или образующих его в малых объёмах);
- или увеличение содержания SO_x в отходящем газе при эффективной работе электрофилтра (золотоустойчивость).

Лигнит переносится из склада для лигнита ленточными конвейерами (обычно размещёнными под крышей) в дробильное отделение, где он измельчается молотковой крушилкой и двумя вальцовыми дробилками до размера 80-40 мм и меньше. После этого измельчённый лигнит переносится ленточными конвейерами в бункеры котла. Как правило, имеется шесть-восемь бункеров для каждого котла, вместимости каждого из которых достаточно для эксплуатации на полную мощность парогенераторной установки в течение 4-8 часов при работе крушилок на номинальную мощность при наихудшем качестве лигнита. Влажность лигнита на этом этапе составляет 45-70%, поэтому при транспортировке и измельчении лигнита выделяются только незначительные объёмы лигнитовой пыли, за исключением перегрузочных пунктов, где, в связи с тягой воздуха, может создаваться лигнитовая пыль, но это происходит только на месте и даже тогда – лишь в ограниченной степени. Для обеспечения безопасных для здоровья условий работы в бункерном отделении, дробильном отделении и с системами погрузки/разгрузки лигнита принимаются все необходимые меры, например, установка систем обеспыливания с отсосом воздуха в перегрузочных пунктах и закрытых ленточных конвейерах. Воздух очищается тканевыми фильтрами для поддержания концентрации пыли внутри зданий на уровне ниже концентрации, предельно допустимой для условий работы.

4.1.8 КПД угольных и лигнитовых КТУ

4.1.8.1 КПД котлов

Уровни КПД чистых и новых котлов, работающих на твёрдом топливе, составляют в настоящее время около 86-94% (для низшей рабочей теплоты сгорания топлива). Основные потери связаны с теплом отходящего газа, сбрасываемым через дымовую трубу, недожогом углерода, со шлаком и тепловым излучением. Топливо играет важную роль: если предположить, что результаты работы котлов одинаковы (одинаковая окружающая температура и температура отходящего газа, одинаковый объём избыточного воздуха и т.д.), КПД котлов будут разными, в зависимости от характера топлива, как показывают следующие примеры (на основе нижнего уровня нагрева):

- импортный уголь: КПД – 94%;
- лигнит: КПД – 92%;
- низкосортный лигнит: 86%.

4.1.8.2 Технические методы повышения КПД угольных котлов

КПД угольного котла тесно взаимосвязан с характером топлива и температурой окружающего воздуха (исходных данных проекта). Однако возможна оптимизация некоторых параметров:

Недожог углерода в уносе. Оптимизация горения уменьшает недожог углерода в уносе. Следует отметить, что технологии борьбы с выбросами окислов азота, в которых используется видоизменение горения, имеют тенденцию увеличивать недожог углерода. Цель заключается в том, чтобы обеспечить наилучшее выжигание для достижения оптимального КПД или коэффициента использования топлива. Однако в связи с техническими характеристиками и характеристиками топлива, в частности при сжигании антрацитового угля, недожог углерода в уносе может возрасти.

Избыточный воздух. Объём избыточного воздуха зависит от типа котла и характера топлива. Как правило, избыточный воздух в котле, работающем на угольной пыли, с сухим шлакоудалением, составляет 20%. Из соображений качества горения (образование СО и недожог углерода), целостности котла (подсосы воздуха) и предотвращения коррозии и безопасности (риск термических скачков в котле) зачастую уровни избыточного воздуха далее сокращать невозможно.

Температура отходящего газа. Температура отходящего газа, покидающего чистый котел (в зависимости от типа топлива), традиционно составляет от 120 до 220°C для того, чтобы избежать риска кислотной коррозии в результате конденсации серной кислоты. Однако некоторыми проектами иногда предусматривается вторая ступень воздухоподогревателей, с тем чтобы снизить эту температуру ниже 100°C, но при наличии специальной оболочки на воздухоподогревателе и дымовой трубе, что делает это снижение экономически менее привлекательным.

4.1.9 Контроль за выбросами в атмосферу угольных и лигнитовых КТУ

В Европейском союзе 4% угольных и лигнитовых теплоиспользующих установок применяют в настоящее время технические меры по сокращению выбросов SO₂, 16% применяют технические методы сокращения выбросов окислов азота, и около 54% применяют и те, и другие меры. Остальные 26% пока не применяют технические методы сокращения выбросов SO₂ и окислов азота [1, Corinair, 1996].

4.1.9.1 Контроль выбросов, образующихся при горении угольной пыли

4.1.9.1.1 Подготовка топлива

В качестве первого этапа минимизации образующихся выбросов сырья, используемое в технологическом процессе в целом как топливо, можно улучшить, например, путём принятия следующих мер:

- использование смеси из разного угля с разными характеристиками и из разных стран;
- использование высококачественного угля с высоким уровнем нагрева, низким содержанием воды, низким содержанием золы, низким содержанием серы, хлоридов и фторидов;
- применение промывки/очистки угля (см. также 3.6.1);
- газификация угля;
- гомогенизация угля для обеспечения стандартного качества конечного топлива.

4.1.9.1.2 Переход на другое топливо

Переход на ископаемое топливо с более низким содержанием соединений, потенциально вызывающих загрязнение, может значительно сократить загрязнение, создаваемое теплоиспользующими установками. Эта мера широко применяется. Однако возможность перехода на другое топливо ограничивается некоторыми аспектами адаптируемости конкретных теплоиспользующих установок к использованию разных видов топлива, а иногда и долгосрочными контрактами, заключёнными между компаниями, производящими энергию, и поставщиками топлива. В целом адаптируемость зависит от установленных горелок, и зачастую установленные горелки позволяют перейти с одного вида угля на другой со значительно более высокими экологическими характеристиками (например, низким содержанием серы и низким содержанием летучих материалов) или с каменного угля на мазут. Однако переход с угля на газ обычно требует замены горелок и модификации теплообменников. При этом прогресс в сокращении выбросов, очевидно, зависит от характеристик топлива, использовавшегося ранее, и нового типа топлива [32, (Ренц и др.) Rentz et al., 1999]. Тем не менее, следует учитывать возможное пагубное воздействие нового угля на выбросы, например, снижение результативности электростатических осадителей в связи со снижением содержания серы или снижение результативности горелки с низким выбросом окислов азота в случае угля с высоким содержанием летучих.

4.1.9.1.3 Борьба с пылью

При горении угольной пыли основная часть золы переносится с отходящим газом из камеры сгорания. Только небольшой объём (< 20%) собирается как нелетучий остаток в котлах с сухим шлакоудалением. Восемьдесят процентов золы покидает печь как зола-унос, и эта зола-унос должна собираться оборудованием, уменьшающим пылеобразование, таким как электрофильтры и тканевые фильтры.

В котлах с мокрым шлакоудалением зола сжигается при высокой температуре горения. Эта жидкая зола выталкивается силой тяготения в слив шлака. Даже при расходе газа на высокой скорости основная часть золы извлекается как шлак. В печи такого типа зола-унос зачастую рециркулируется для извлечения почти всей золы в виде шлака.

Что касается технологий пылеудаления, электрофильтр является наиболее распространённым оборудованием (значительно опережающим другие виды оборудования) на европейских электростанциях, использующих каменный уголь и лигнит. Электрофильтры собирают золу-унос, обычно в сухой форме, которую затем можно рециркулировать для использования в строительстве дорог и производстве таких продуктов как цемент и бетон, или – в качестве последнего решения – её можно захоронить на полигоне для отходов. Топливо может поставляться из разных источников в мире, а технические методы с использованием электростатического осадителя и системы прерывистого возбуждения высокого напряжения реагируют на топливо разного качества, в том числе с более низким содержанием серы. Дальнейшие изменения связаны с пиковой нагрузкой

высокого напряжения продолжительностью несколько мкс. За этот короткий промежуток коронный разряд оптимизируется, но перекрытие за такое короткое время образоваться не может. Этот метод сокращает расход электроэнергии в электростатическом осадителе.

Циклоны редко используются для обеспыливания на КТУ. Тем не менее, две установки этого типа (то есть с предварительным извлечением пыли с использованием механической системы перед электрофильтром) эксплуатируются во Франции на комбинированной станции мощностью 250 МВт.

4.1.9.1.4 Борьба с выбросами ртути (Hg)

В целом на теплоэлектростанциях, работающих только на угле или лигните, в настоящее время не используются специальные системы удаления Hg. Тканевые фильтры и электрофильтры или мокрые скрубберы предназначены для удаления, соответственно, пыли и SO₂, HCl и HF. Удаление Hg этими системами является дополнительным позитивным побочным эффектом. Борьба с Hg устройствами очистки отходящего газа зависит от спецификации Hg. Как газообразная элементарная ртуть (Hg⁰), так и газообразная окисленная ртуть (Hg²⁺) находятся в парообразной фазе при температуре очистки отходящего газа. Hg⁰ не растворима в воде и не может улавливаться мокрыми скрубберами. Растворимость преобладающих соединений Hg²⁺ отходящего угольного газа варьируется от слабой до сильной, и более растворимые соединения, как правило, улавливаются мокрыми скрубберами для обессеривания отходящих газов. Как Hg⁰, так и Hg²⁺ абсорбируются пористыми телами, такими как зола-унос, или, в принципе, порошковым активированным углём, что сравнительно дорого, сорбентами кислого газа с кальциевым основанием, с последующим сбором на пылеулавливающей установке. Hg²⁺ в целом легче улавливать абсорбцией, чем Hg⁰. Связанная ртуть Hg_p соединяется с твёрдыми телами, которые легко уловить электрофильтром или тканевым фильтром [171, ЕЭК ООН (UN ECE), 2002]. Эффективность удаления электрофильтром зависит от следующих факторов:

- температура потока в электрофильтре;
- содержание Cl угле;
- недожог углерода в уносе;
- содержание кальциевых соединений в золе.

В технологиях очистки отходящего газа, применяемых на теплоиспользующих установках, применяется три основных метода улавливания Hg:

- улавливание Hg в пыли установок по удалению твёрдых частиц, таких как электрофильтры и тканевые фильтры, как побочный эффект;
- поглощение Hg⁰ и Hg²⁺ дополнительными сорбентами (впрыскивание активированного угля) для последующего улавливания электрофильтром или тканевым фильтром. В качестве альтернативы Hg можно улавливать фильтрующим углеродным слоем;
- сольватация Hg²⁺ в мокрых скрубберах.

4.1.9.1.5 Борьба с выбросами SO₂

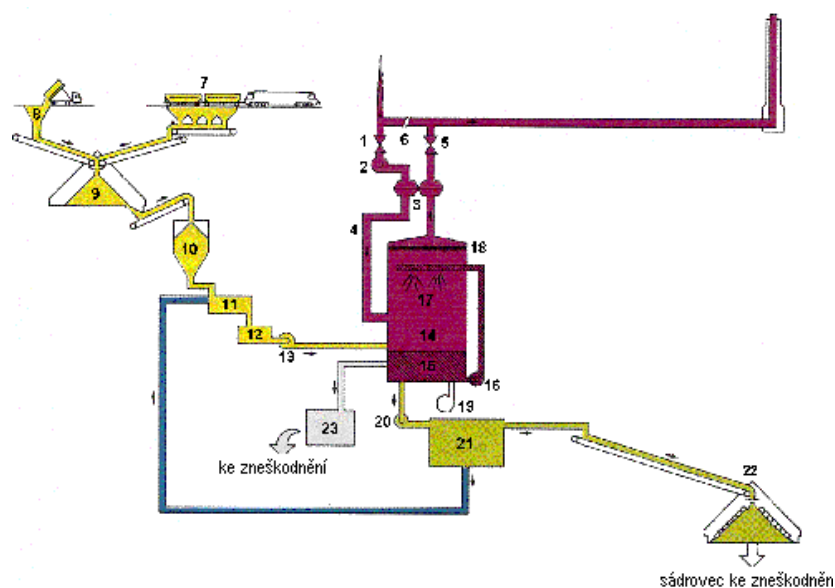
Для сокращения выбросов SO₂ угольными и лигнитовыми теплоиспользующими установками в настоящее время применяются почти все технические методы обессеривания отходящих газов, описанные в главе 3 ("Общие процессы и технические методы сокращения выбросов/сбросов крупных теплоиспользующих установок"). Конкретный применяемый технический метод зависит от ряда факторов, касающихся установки и объекта, таких как местоположение, тепловая мощность и коэффициент нагрузки конкретной установки, равно как и от качества топлива и золы, например, определенный низкакачественный лигнит с высокощелочной золой и низким содержанием серы образует (благодаря естественному обессериванию, происходящему во время горения) меньше выбросов SO₂, которые в некоторых случаях могут даже соответствовать 90-процентному удалению SO₂.

Рисунок 4.18: Модернизация технологии обессеривания отходящих газов на существующей установке [94, (Umwelt+Technik), 2000]



Сухие и полусухие технические методы в большей мере применяются к менее крупным установкам ($< 100 \text{ MW}_T$), тогда как технология с использованием мокрого скруббера является преобладающей на более крупных установках, то есть мощностью свыше 300 MW_T . Абсорбционные колонны проектируются как брызгальные градирни, градирни с насадкой и двухконтурные градирни. Хороший пример мокрой установки по обессериванию отходящих газов с использованием брызгальной градирни на крупной угольной установке в Соединенном Королевстве показан на рисунке 4.19.

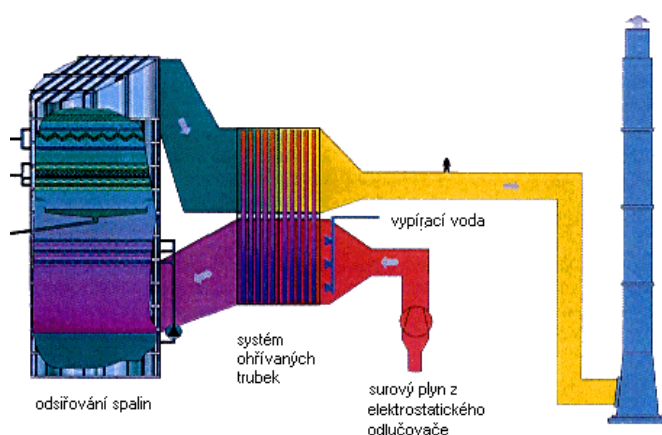
Рисунок 4.19: Процесс мокрого обессеривания отходящих газов с брызгальной градирней [93, (Powergen), 2001]



Подача газов: 1) Регулятор тяги вспомогательного вентилятора 2) Вспомогательный вентилятор 3) Теплообменник 4) Сдвоенный подвод газа к абсорберу 5) Регулятор выхода сероочистки 6) Регулятор быстрого переключения на байпас	Зона реакции: 14) абсорбер 15) зона осаждения 16) рециркуляционный насос 17) форсунки 18) каплеуловитель - воздушный компрессор
Разгрузка и хранение известняка, приготовление суспензии 7) Выгрузка известняка из ж/д вагонов 8) Выгрузка известняка из автомобилей 9) Хранение известняка 10) Бункер 11) Дробление известняка 12) Ёмкость подготовки суспензии 13) Насос подачи суспензии	Выдача, обезвоживание и хранение гипса 19) Насос откачки гипсовой суспензии 20) Обезвоживание гипса 21) Хранение гипса 22) Установка очистки сточных вод Подпитка воды

На ряде установке установлены теплообменники нового типа для подогрева отходящего газа, с тем, чтобы избежать возможного загрязнения очищенного газа неочищенным отходящим газом (см. рисунок 4.20).

Рисунок 4.20: Тепловые потоки установки по обессериванию отходящих газов [138, Сендшепер (Sandscheper), 2001]



На рисунке показаны сероочистка отходящих газов и электрофильтр.

В этих теплообменниках типа "газ-газ" используются многотрубчатые секции для передачи тепла от горячего неочищенного газа к очищенному отходящему газу. В этих системах исключены утечки, так как в них нет необходимости организовывать противоточное движение, как в обычном регенеративном газовом теплообменнике.

В связи со своим местоположением только несколько электростанций в Европе, расположенных поблизости от побережья, применяют системы промывки морской водой для сокращения выбросов SO_2 в атмосферу. Также в связи с местоположением станции, то есть недалеко от центра города, и другими особыми соображениями, такими как производство полностью продаваемого побочного продукта, одна угольная теплоиспользующая установка успешно применяет комбинированный процесс DESONOX.

4.1.9.1.6 Борьба с выбросами окислов азота

Как и в случае сокращения выбросов SO_2 , почти все технические методы денитрифицирования отходящих газов, описанные в главе 3 (то есть основные и второстепенные меры, а в некоторых случаях даже сочетание обоих типов мер), применяются в настоящее время к угольным котлам.

Так как температуры горения lignита ниже, а влажность отходящего газа выше по сравнению с каменным углем, образование окислов азота является сравнительно низким. По этой причине основных мер достаточно, и до настоящего времени они применяются только для сокращения выбросов азота lignитовыми КТУ.

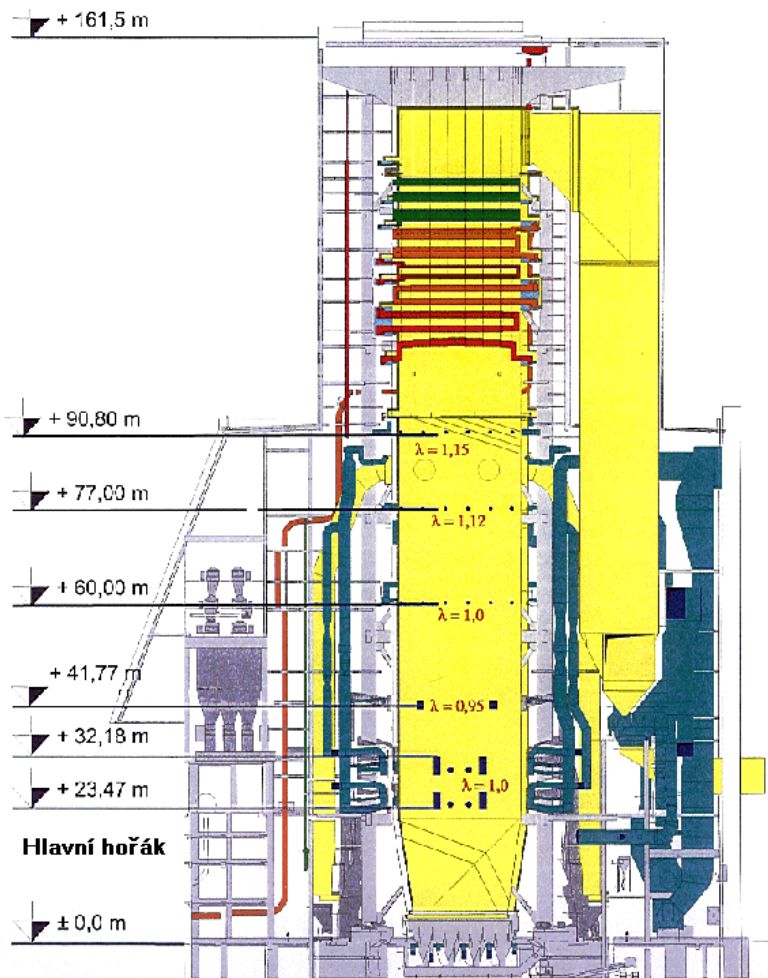


Рисунок 4.21: Крупный котлоагрегат, работающий на лигните, на котором реализованы основные меры по сокращению выбросов окислов азота [92, VEAG, 2000]

В случае угольных котлов, принявших в качестве основной меры **сокращение объёма избыточного воздуха**, обычный избыточный воздух составляет 5-7% O_2 (в отходящем газе). Сжигание низкого объёма избыточного воздуха характеризуется 3-6 процентным O_2 и соответствующим сокращением выбросов окислов азота на 10-40%. Кроме того, обнаружено, что время пребывания является ключевым фактором одновременного контроля за окислами азота, CO и недожогом углерода.

Этот технический метод даёт лучшие результаты в случае котлов с мокрым шлакоудалением, чем в случае котлов с сухим шлакоудалением, в случае котлов с расположением горелок на вертикальных экранах, чем в случае тангенциальных котлов и в случае установок, работающих на каменном угле, чем в случае лигнитовых установок.

Рециркуляция отходящего газа нечасто используется в угольных котлах, кроме котлов с мокрым шлакоудалением. В случае угольных котлов этот технический метод позволяет значительно сокращать выбросы окислов азота на 15-20%. Этот технический метод применяется только в лигнитовых котлах путем рециркуляции горячего отходящего газа для измельчения лигнита. В этом случае отходящий газ выделяется для сушки лигнита и, следовательно, не используется прежде всего для сокращения выбросов окислов азота, однако это всё равно является одной из причин более низкого в целом образования окислов азота по сравнению с печами, работающими на каменном угле. Зачастую холодный отходящий газ позволяет ещё более сокращать выбросы окислов азота, кроме того, можно сократить отделение низкотемпературного расплавленного шлака.

"Острое дутьё" является наиболее распространенной основной мерой, принимаемой по отношению к угольным котлам. Современная структура острого дутья (оптимизированная структура выпускного отверстия, отделённый и вихревой поток воздуха) позволяет сокращать выбросы окислов азота на 40-50% в котлах с расположением горелок на вертикальных экранах и тангенциальных котлах. Острое дутьё является особенно эффективным техническим методом сокращения выбросов окислов азота в случае тангенциальных котлов, где его можно внедрять как "Острое дутьё с непосредственным соединением" (то есть с добавлением портов непосредственно над верхним рядом горелок). ещё один вариант – "отделённое острое дутьё" (то есть с добавлением портов над главной зоной горения отдельно от рядов горелок).

Горелки с низким выбросом окислов азота (ГНВ): в случае угольных котлов чаще всего используются горелки со ступенчатой подачей воздуха или ступенчатой подачей топлива, что сокращает выбросы окислов азота, соответственно, на 25-35% и 50-60%. Горелки с низким выбросом окислов азота являются самым распространенным техническим методом сокращения выбросов окислов азота как новых, так и существующих угольных котлов. Они представляют собой высокоразвитую технологию, для которой поставщики во всем мире предлагают множество различных проектов, зачастую специально адаптированных к котлам каждого типа и размера.

ГНВ часто используются в сочетании с острым дутьём, особенно в случае тангенциальных котлов, вместе с опрокидывающимися инжекторами и инжекторами угольной пыли и разными типами острого дутья. Это позволяет сокращать выбросы окислов азота на 50-70%.

Утверждается, что современные проекты ГНВ со ступенчатой подачей воздуха для котлов с расположением горелок на вертикальных экранах (с оптимизированным выпускным отверстием или вихрем для вторичного впрыскивания воздуха и дефлектором для вторичного/третичного впрыскивания воздуха) позволяют сокращать выбросы окислов азота до 50% без острого дутья и до 70% с острым дутьём.

На лигнитовых установках сокращение выбросов окислов азота может достигать 75% с ГНВ, острым дутьём и/или рециркуляцией отходящего газа.

Внедрение горелок с низким выбросом окислов азота может увеличить уровень недожога углерода в уносе, который должен поддерживаться в определённых пределах, с тем чтобы не ставить под угрозу контроль за этими остаточными продуктами горения. Дополнительное использование сортировочный грохотов с угольными мельницами для повышения измельчения угольной пыли, является эффективным способом решения этой проблемы. Некоторые современные ГНВ эффективно проектируются таким образом, чтобы не влиять на уровень недожога углерода в уносе.

Дожигание в угольных котлах внедряется с использованием в качестве топлива дожигания угля или – значительно чаще – природного газа. Газ используется значительно чаще угля. Дожигание легче применять на новых электростанциях, но оно успешно адаптируется и к существующим установкам.

Дожигание газа было недавно успешно внедрено в нескольких котлах с расположением горелок на вертикальных экранах, тангенциальных котлах и циклонных угольных котлах в США (мощностью от 33 до 600 МВт_е). Эта технология дожигания газа внедрена только на установках, уже оборудованных горелками с низким выбросом окислов азота и/или острым дутьём. Соответствующее сокращение выбросов окислов азота составляет до 40-50% уровня выбросов, достигаемого горелками с низким выбросом окислов азота и/или острым дутьём, что составляет сокращение первоначального уровня выбросов окислов азота приблизительно на 65-75% (при этом топливо дожигания составляет 15-20% общего потребляемого тепла).

Кроме того, технический метод "высококачественного дожигания газа" (ВДГ), в котором обычное дожигание газа сочетается с впрыскиванием азотного агента (аммиака или мочевины, см. подробные сведения в разделе о ВНР), внедрен на одном угольном котле. Утверждается, что этот перспективный технический метод позволяет сократить выбросы окислов азота на 85% по сравнению с первоначальным уровнем окислов азота, но эта технология ещё достаточно не апробирована.

ВНР и ИКР представляют собой вторичные меры, применяемые главным образом на угольных теплоиспользующих установках. В Европе системы избирательной каталитической редукции (ИКР) применяются, в частности, в Австрии, Германии, Италии и Нидерландах. За пределами Европы они применяются в основном в Японии и США. Технология ИКР успешно применяется на электростанциях, работающих на каменном угле, но она ещё не применялась на лигнитовых установках. Несколько случаев применения системы ИКР на лигнитовых установках показали, что срок жизни катализатора слишком короток из-за высокого содержания кварца в шлаке, что ведет к высокому абразивному износу катализатора. Кроме того, в лигните обычно содержится много воды и золы, и для достижения выбросов на уровне 200 мг/Нм^3 они обычно сжигаются при достаточно низкой температуре в печи без необходимости применения ИКР.

В коммунальных котлах система ИКР обычно размещается между экономайзером и подогревателем воздуха (с высоким пылеобразованием) для расширения температурного окна, с тем чтобы минимизировать затраты. В случае ИКР со сжиганием пыли высокое пылеобразование обычно не требует байпаса для пуска и остановки установки, но впрыскивание аммиака должно ограничиваться температурами выше минимальной температуры. Хвостовые конфигурации, в которых катализатор помещается вниз по течению от подогревателя воздуха, требуют подогрева отходящего газа до рабочей температуры катализатора, поэтому стоимость их создания и эксплуатации выше. К числу требуемых компонентов модернизации ИКР относится реактор ИКР, сопряженные газоходы и структурные элементы, система хранения и распределения аммиака и приборы управления. К числу других компонентов, которые могут потребоваться, относятся байпас экономайзера и сажесдуватели.

Выбор типа и характеристик катализатора зависит от расхода массы золы и её эрозийного потенциала (типа гальванического покрытия, типа сотовой структуры). Высокое пылеобразование требует, таким образом, катализаторов с высоким сопротивлением к засорению и абразивному износу. Катализаторы для ИКР с сотовой структурой средней твёрдости предпочтительны при малом пылеобразовании, когда почти вся зола-унос удаляется из отходящего газа. Увеличение площади поверхности в результате использования катализаторов для ИКР с сотовой структурой средней твёрдости при малом пылеобразовании ведёт к более малым объёмам катализатора по сравнению с высоким пылеобразованием.

Вопросы типа котла и состава угля играют существенную роль в структуре катализатора и должны особо учитываться в случае каждой отдельной угольной установки. В печах со сливом шлака с рециркуляцией золы-уноса, как правило, наблюдается более высокая интенсивность деактивации катализатора по сравнению с котлами с сухим шлакоудалением. Уголь с высоким содержанием мышьяка, щёлочи и щелочноземельных металлов, фосфора, кальция и ряда других компонентов вызывает более интенсивную деактивацию катализатора, что должно учитываться при расчёте срока службы катализатора и объёмов его загрузки. Кроме того, содержание серы в угле должно рассматриваться при определении соответствующей интенсивности преобразования SO_2 в SO_3 для катализатора ИКР и установлении минимальной рабочей температуры, позволяющей избежать образования бисульфата аммония.

Срок службы катализатора можно оптимизировать путём надлежащего технического обслуживания, в том числе с использованием соответствующих сажесдувателей, и не допуская контакта с влагой катализаторов, подверженных воздействию золы-уноса. Байпасы системы должны использоваться, когда катализаторы не работают или если температура экономайзера падает ниже минимальной рабочей температуры катализатора при малой загрузке котла.

4.1.9.2 Контроль выбросов при сжигании в псевдосжиженном слое

В системах с псевдосжиженным слоем используется крупномолотое топливо. В циркуляционных теплоиспользующих системах с псевдосжиженным слоем (ЦТПС) зона слоя расширяется за счёт повышения скорости воздушного потока, а зола (необходимая для сжигания этого типа) должна рециркулироваться через циклон, который является неотъемлемым компонентом ЦТПС для извлечения крупных частиц.

4.1.9.2.1 Борьба с пылью

Для борьбы с пылью, выбрасываемой теплоиспользующими котлами с псевдосжиженным слоем (ТКПС), в настоящее время применяются как электрофильтры, так и тканевые фильтры.

4.1.9.2.2 Борьба с выбросами SO_2

Как уже указывалось, ТКПС весьма эффективны в плане удаления SO_2 , например, сокращение выбросов SO_2 составляет 80-90% в случае БСПС и более 90-95% в ТКПС. В ТКПС известь или известняк добавляется непосредственно в топливо и впрыскивается в псевдосжиженный слой. Эти добавки поддерживают естественную способность щелочной золы улавливать SO_2 . Высокое обессеривание достигается путем добавления известняка, в котором соотношение Ca/S составляет от 1.5 до 3.5. Помимо соотношения Ca/S , температура слоя также играет важную роль в эффективном обеспечении сокращения выбросов SO_2 . Так как процесс кальцинирования начинается приблизительно при 700°C и активизируется с повышением температуры, наиболее благоприятное сочетание кальцинирования и сульфинирования начинается приблизительно при 840°C .

Система, используемая для сокращения содержания серы в ТКПС, проста в эксплуатации, то есть подача сорбента и удаление продукта реакции интегрированы в процесс горения и отдельный реактор не требуется.

Для достижения почти 100-процентной абсорбции SO_2 масса окиси кальция в слое должна превышать массу, требуемую для стехиометрических условий. Эта передозировка ведёт к увеличению выбросов окислов азота, особенно в котлах ЦТПС, так как CaO служит катализатором в реакциях соединений азота. Однако наибольшее увеличение происходит только при весьма низкой концентрации SO_2 .

Принцип горения с использованием псевдосжиженного слоя включает в себя функцию комплексной охраны окружающей среды. Впрыскивание сорбента в ТКПС является малозатратным методом улавливания серы. Инвестиционные затраты низки, так как обессеривание интегрировано в процесс горения и отдельное реакторное оборудование не требуется. Второстепенные меры по обессериванию пока не очень распространены, но уже применяются время от времени на нескольких теплоиспользующих установках с использованием псевдосжиженного слоя.

Наиболее высокие операционные затраты связаны с расходом сорбента и обращением с остаточными продуктами горения. Побочный продукт горения псевдосжиженного слоя представляет собой смесь золы, CaSO_4 , несгоревшего топлива и сорбента, не вступившего в реакцию. Для достижения достаточной абсорбции SO_x требуются сравнительно крупные объёмы сорбента, следовательно, объём твердых отходов, образующихся в результате горения псевдосжиженного слоя, тоже велик. До настоящего времени удаление на полигоны для отходов является наиболее распространенным способом обращения с золой из ТКПС электростанций. Кроме того, золу можно использовать в строительстве, например, оснований дорог или как структурный наполнитель, при условии, если в золе не слишком много кальция.

В связи с повышенным количеством пыли может возникнуть необходимость увеличить осадитель пыли. Выгоды, связанные с инвестицией такого рода, должны оцениваться отдельно исходя из экономических соображений.

4.1.9.2.3 Борьба с выбросами окислов азота

Низкая температура горения (от 850 до 950°C) систем с псевдосжиженным слоем благоприятна для подавления выбросов окислов азота. Однако значительная доля окислов азота, образуемых ТКПС, приходится на N_2O , активно вызывающий глобальное потепление. Но это не единственный способ сокращения выбросов окислов азота в ТКПС, например, на некоторых установках в США применяются другие технические методы, такие как системы ВНР. Однако при повышении эффективности обессеривания путем добавления известняка известь, не вступившая в реакцию, ускоряет преобразование NH_3 в NO_x . Это означает, что чем больше извести добавляется в псевдосжиженный слой, тем больше образуется окислов азота.

На КТУ меньшей мощности используются разные типы горения с использованием псевдосжиженного слоя, обычно, БСПС, которое имеют тенденцию сопровождаться более высокими выбросами окислов азота.

4.1.9.3 Контроль выбросов при сжигании на колоснике

При сжигании угля или лигнита на колоснике основная часть золы остается на колоснике и собирается как нелетучий остаток. Только небольшая часть золы покидает печь в виде золы-уноса и должна собираться пылеуловителями.

4.1.9.3.1 Борьба с пылью

Для борьбы с пылью, образуемой при сжигании на колоснике, в настоящее время применяются как электрофильтры, так и тканевые фильтры.

4.1.9.3.2 Борьба с выбросами SO_2

В случае сжигания на колоснике, которое применяется главным образом на сравнительно небольших (< 100 МВт) промышленных теплоиспользующих установках, для контроля за SO_2 используется в основном топливо с низким содержанием серы. Так как температура горения варьируется от 850 до 950°C, добавки, такие как известь и известняк, также можно добавлять непосредственно в топливо для улавливания SO_2 . Эти добавки поддерживают естественную способность щелочной золы улавливать SO_2 . $CaSO_3$ становится нестабильным при температуре выше 850°C, а CaO и SO_2 сосуществуют в химическом равновесии. По этой причине сжигание на колоснике не настолько эффективно для борьбы с выбросами SO_2 .

4.1.9.3.3 Борьба с выбросами окислов азота

Низкие температуры горения при сжигании на колоснике благоприятны для подавления выбросов окислов азота. В этой связи следует подчеркнуть, что в этом случае (без дополнительных мер контроля) выбрасывается около 300 мг/Нм³ окислов азота, что значительно меньше выбросов теплоиспользующей установки, работающей на каменноугольной пыли без мер снижения выбросов. Кроме того, иногда для сокращения выбросов окислов азота дополнительно используется острое дутьё.

4.1.10. Водоподготовка и очистка сточных вод

Эксплуатируемые угольные и лигнитовые установки образуют различные типы сточных вод (см. главу 1). Технические методы очистки сточных вод, охарактеризованные в главе 3, широко применяются для очистки сточных вод угольных и лигнитовых установок.

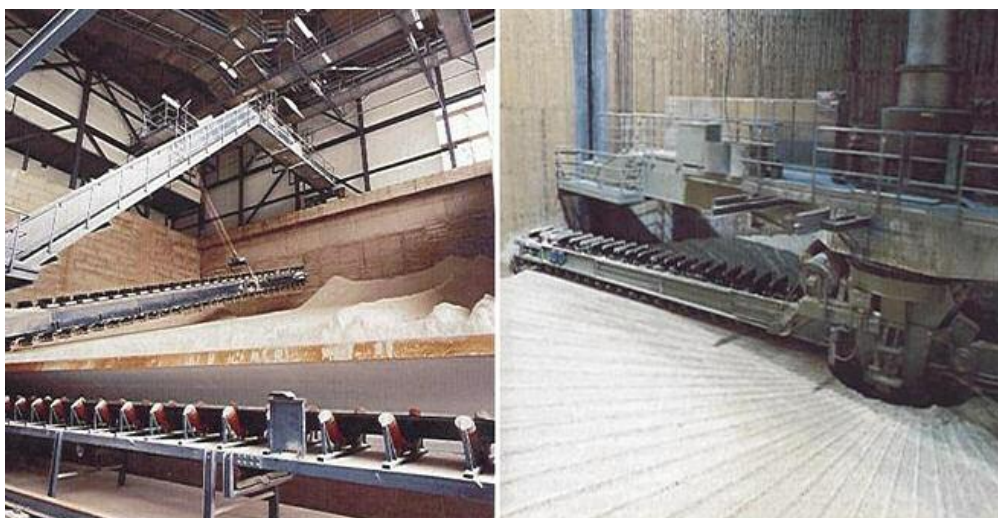
Контролю стока воды с угольных складов, шлакоотвалов и складов побочных продуктов должно уделяться особое внимание. До сброса излишков воды она должна пройти очистку и мониторинг с целью соблюдения применимых предельно допустимых уровней загрязнения. Разбавление свежей водой для соблюдения предельно допустимых уровней неприемлемо.

4.1.11 Очистка остаточных продуктов горения и побочных продуктов

При сжигании угля основная часть минеральных веществ улавливается и удаляется в виде твёрдых материалов на разных участках системы, например, в угольных мельницах, на дне котла, в системе очистки отходящего газа экономайзера и дымовой трубе. Нелетучий остаток извлекается из всех типов угольных и лигнитовых установок, хотя его процент в общей золе неодинаков. В связи с рециркуляцией золы-уноса в котлах с мокрым шлакоудалением 100% извлекается в виде гранулята жидкого шлакоудаления. Только когда в золе-уносе остается определённый объём несгоревшего топлива, оно извлекается отдельно и хранится в специальном бункере. При циркуляционном горении с использованием псевдосжиженного слоя циклон-осадитель возвращает основную часть золы в печь, где она собирается в русловой материал и извлекается в виде нелетучего остатка.

В случае системы мокрого обессеривания отходящих газов на основе извести/известняка извлекается гипс кристаллической структуры. Это необходимо для того, чтобы отделить гипс от более мелких нерастворившихся частиц известняка и высушить извлечённый гипс. Слишком малые частицы повышают влажность этого продукта, как правило, приблизительно на 10%. При промывке этого побочного продукта можно получить высококачественный реализуемый продукт (сопоставимый с природным гипсом или характеризующийся более высоким качеством) лишь с небольшими примесями, указывающими на то, из какого топлива он получен. В большинстве случаев гипс собирается и хранится в закрытых хранилищах. На некоторых установках гипс далее высушивается с 10 до 4%, или даже до 1%, для сокращения транспортных затрат и повышения его потребительского качества.

Рисунок 4.23: Закрытые хранилища для гипса [94, (Umwelt+Technik), 2000]



В отсутствие рыночных возможностей гипс, образующийся в результате обессеривания отходящих газов, удаляется на полигоны для отходов под контролем так же, как зола-унос и мокрая зола. Возможно удаление любого побочного продукта на полигон для отходов по отдельности, однако обнаружено, что в результате перемешивания гипса, образующегося в результате обессеривания отходящих газов, с золой-уносом и сточными водами, образующимися в результате обессеривания отходящих газов, образуется смесь, которая часто называется "стабилизат" и которая обладает лучшими свойствами для захоронения на полигоне для отходов, чем каждый компонент в отдельности. Этими свойствами являются механическая сила, проницаемость и выщелачиваемость.

Чаще всего остаточные и побочные продукты горения лигнита используются для восстановления отработанных лигнитовых карьеров. Кроме того, зола-унос весьма часто используется как материал для укрепления перегруженных склонов при эксплуатации лигнитовых карьеров.

"Стабилизат" даёт хорошие результаты, потому что в нём сочетаются пуццолановые свойства золы-уноса, равно как и её свойства связывать тяжёлые металлы и остаточные элементы, со свойствами гипса. Вредное воздействие на окружающую среду контролируемых полигонов для твёрдых побочных продуктов КТУ не наблюдается.

В целом, остаточные и побочные продукты горения, такие как шлаки и побочные продукты обессеривания отходящих газов, собираются в разных точках, например, в котле, пылеулавливающих воронках, электрофильтрах, тканевых фильтрах и установках по обессериванию отходящих газов. Эти материалы транспортируются гидравлическими и механическими средствами и хранятся в

закрытых бункерах или специально спроектированных хранилищах, как те, что используются для хранения гипса с установки по обессериванию отходящих газов.

В таблице 4.2 приводятся краткие сведения о возможных вариантах повторного использования остаточных и побочных продуктов угольных электростанций. То, к какой возможности следует прибегнуть, должно определяться на индивидуальной основе.

Таблица 4.2: Примеры повторного использования остаточных и побочных продуктов горения угля и лигнита [64, UBA, 2000]

Примеры использования	Зола-унос		Нелетучий остаток		Продукты процесса сорбции	Гипс
	Лигнит	Каменный уголь	Лигнит	Каменный уголь		
Строительная промышленность						
Добавка в бетон (кроме Flual)	x	x				
Лёгкие заполнители бетона	x	x	x	x		
Ячеистый бетон, пористый бетон	x	x			x	
Высококачественный бетон	x	x				
Производство Flual	x					
Добавка в различные марки цемента	x	x				
Составляющая смеси для производства цемента	x	x				
Добавка в цемент для замедления схватывания					x	x
Изоляционные перегородки	x	x			x	
Строительный гипс						x
Керамическая промышленность	x	x	x	x	x	
Строительство дорог и архитектурно-ландшафтное проектирование	x	x	x	x		
Строительство плотин с уплотнением бетона катком	x	x	x	x		
Заполнитель для битумных поверхностей, связующие слои и подстилающие растворы	x	x				
Стабилизация грунты, рыхлые строительные материалы для земляных работ и строительства дорог	x	x	x	x	x	
Звукоизоляция		x		x	x	
Технология захоронения на полигонах для отходов, очистка отходов	x	x	x	x		
Полигон для отходов	x	x	x	x	x	x
Иммобилизация вредных веществ	x	x				
Облицовочный материал для облицовки дна полигона для размещения отходов	x	x			x	
Поверхностный фильтр при герметизации полигона для отходов			x	x		
Обработка активного ила					x	
Основной материал для биологической очистки сточных вод			x	x		
Заполнитель для трубопроводных траншей						
Смесь стабилизированной золы с цементом	x	x			x	
Заполнение траншей	x	x			x	
Другие методы утилизации	x	x	x	x		
Утилизационный материал в горнодобывающей промышленности	x	x	x		x	
Производство цеолита	x	x				
Производство альфа- и бета- полугидратов						x
Заполняющий материал в целлюлозно-бумажной промышленности					x	x
Производство ангидрида					x	
Процесс Мюллера-Кюхна	x	x	x	x	x	x
Рекуперация тепла			x	x		
Сероочистка отходящего газа					x	

4.5 Наилучшие доступные методы сжигания каменных и бурых углей

4.5.1 Введение

Для понимания этой главы внимание читателя должно быть возвращено к предисловию этого документа и в особенности пятому разделу предисловия: "Как понимать и использовать этот документ". Методы и связанные с ними выбросы и/или уровни потребления ресурсов, или диапазоны уровней, представленные в этой главе были оценены через повторяющуюся процедуру, включающую следующие шаги:

- идентификация ключевых экологических проблем энергетического сектора: выбросы в атмосферу и воду, термический к.п.д. и отходы горения
- изучение методов, наилучших в этих ключевых вопросах
- идентификация лучших уровней экологической эффективности на основе доступных данных в Европейском Союзе и во всем мире
- изучение условий, при которых эти уровни эффективности были достигнуты, таких как затраты, местные условия, главные движущие силы, вовлеченные в выполнение этого метода
- выбор наилучших доступных методов и связанные с ними выбросы и/или уровни потребления для этого сектора в общем смысле согласно Статье 2 (11) и Приложению IV Директивы.

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

На основе этой оценки в этой главе представлены методы, и в максимально возможной степени выбросы и уровни потребления, связанные с использованием ВАТ, которые, как полагают, соответствуют отрасли в целом, и во многих случаях отражают текущую эффективность некоторых установок. Когда говорится, что уровни выбросов или потребления, "связаны с наилучшими доступными методами", это должно быть понято так, что эти уровни могут быть достигнуты при применении описанных методов в этой отрасли промышленности, имея в виду баланс стоимости и преимуществ ВАТ. Однако ни уровни выбросов, ни уровни потребления не должны быть поняты так же. В некоторых случаях может быть технически возможно достигнуть лучшего уровня выбросов или потребления, но из-за экономических или других соображений, именно эти уровни, как полагают, являются ВАТ для сектора в целом. Можно сказать, что такие уровни оправданы в большинстве конкретных случаев.

Описанное выше понятие "уровней, связанных с ВАТ" 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, данные относительно затрат даны вместе с описанием методов, представленных в предыдущей главе. 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 ВАТ в этой главе – быть опорной точкой для оценки эффективности существующей установки или предложений по новой установке. Предполагается, что новые установки могут быть разработаны так, чтобы соответствовать или превосходить общие уровни ВАТ, представленные здесь. Также предполагается, что существующие установки могут двигаться к общим уровням ВАТ или добиваться большего успеха, учитывая в то же время техническую и экономическую применимость методов в каждом конкретном случае.

В то время как BREF не устанавливают юридически обязательные стандарты, они предоставляют информацию для руководителей 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.

4.5.2. Разгрузка, хранение и перемещение топлива и добавок

ВАТ для того, чтобы предотвращать выбросы при разгрузке, хранении и транспортировке каменного и бурого угля, а также добавок, таких как известь, известняк, аммиак, и т.д. приведены в табл. 4.60.

Таблица 4.60: ВАТ для разгрузки, хранения и перемещения угля и вспомогательных материалов

Материал	Выбрасываемое вещество	ВАТ
Каменный и бурый уголь	Пыль	• использование оборудования для погрузки и разгрузки, которое минимизирует высоту падения топлива • использование систем орошения для снижения сдува пыли со штабелей угля • задержание 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 качественного проектирования, 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.
	Предотвращение 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.

4.5.3. Предварительная обработка топлива

Использование присадок и топливных смесей, как полагают, являются ВАТ, если гарантировано их устойчивое горение и таким образом уменьшаются пиковые выбросы. Замена топлива, например, одного вида каменного угля на другой с лучшим экологическими характеристиками, может также быть расценена как ВАТ. Однако замена топлива обычно может рассматриваться только в сочетании с другими мероприятиями по уменьшению выбросов.

4.5.4. 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 ВАТ. Среди всех типов пылеугольных установок, определенные типы не выделяются, как ВАТ, но тангенциальные и

циклонные топki более предпочтительны, т.к. выбросы оксидов азота и оксида углерода (CO 5 -20 мг/нм^3) обычно ниже при лучшем смешении в правильно организованном процессе горения.

Сжигание углей на колосниковой решетке не относится к ВАТ 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, ВАТ считаются те установки, которые гарантируют высокий КПД котла и которые включают первичные мероприятия 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 ВАТ.

4.5.5. Тепловая эффективность

Для снижения выбросов парниковых газов, в частности CO_2 , от угольных топливоиспользующих установок, 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 10.7 к этому документу, находятся в ранней стадии развития. Эти методы могут стать доступны в будущем, но пока их всё же нельзя рассматривать как ВАТ.

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 произведённой энергии к энергии затраченного топлива, выраженное в процентах. При этом энергия (калорийность) топлива принимается как низшая рабочая. Применяя мероприятия для улучшения тепловой эффективности, внесённые в список в разделе 4.4.3, такие как двойной повторный нагрев и применение термостойких материалов, были построены угольные конденсационные электростанции с прямым водяным охлаждением с коэффициентом использования тепла 2,08 (48 %).

Поскольку конденсационные электростанции имеют тенденцию к быстрому росту стоимости с ростом эффективности, они, как полагают, являются экономически неконкурентоспособными. Поэтому коэффициент использования тепла и КПД, связанные с использованием ВАТ для новых угольных конденсационных электростанций (пылеугольное сжигание в котлах с твёрдым 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 энергетической эффективности систем производства энергии. Когенерацию поэтому рассматривают как самый важный выбор ВАТ для уменьшения выбросов CO_2 в энергетике. КТЭ должна быть задачей для любой новой строящейся электростанции, когда это экономически выполнимо, то есть всякий раз, когда имеются местные потребители тепла, достаточные для строительства более дорогой энергоустановки когенерации вместо более простой тепло- или электрорегенерирующей установки. Поскольку спрос на тепло изменяется в течение года, КТЭ энергоустановки должны быть очень гибкими относительно пропорции вырабатываемого тепла и электроэнергии, и они должны иметь высокие КПД при неполной нагрузке.

Эксергетическая эффективность (см. также раздел 2.3.5) когенерационной энергоустановки при условиях ВАТ, как полагают, является 45 - 55 %, что 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 значительность экономии топлива, и, соответственно, уменьшения выбросов CO₂.

Необходимо иметь в виду, что эти уровни ВАТ не достигаются во всех эксплуатационных режимах. Наибольшие значения энергетической эффективности – это проектные значения, фактическая же 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, её географического местоположения (см. таблицу 2.3), 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, должны быть приняты во внимание как часть вариантов ВАТ 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 ВАТ, приведены в таблице 4.61.

Таблица 4.61: Уровни тепловой эффективности, связанные с использованием ВАТ

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

4.5.6 Пыль

Для обеспыливания газов, отходящих от новых и существующих установок, сжигающих каменный и бурый уголь, ВАТ, как полагают, является использование электрофильтров (ЭФ) или тканевых фильтров (ТФ), где обычно достигается уровень выбросов значительно ниже 5 мг/нм³. Кроме того, наилучшие уровни выбросов Hg достигаются системами снижения очистки дымовых газов с использованием тканевых фильтров (например, десульфурация + устройство обеспыливания).

Циклоны и пылеуловители сами по себе не являются ВАТ, однако они могут использоваться для предварительной очистки в сложных системах очистки дымовых газов.

ВАТ для обеспыливания и связанные уровни выбросов приведены в таблице 4.62. Связанные уровни выбросов пыли установлены исходя из потребности в снижении выбросов мелких частиц (PM10 и PM2.5) и минимизации выбросов тяжёлых металлов (особенно Hg), так как они имеют тенденцию предпочтительно накапливаться на самых мелких частицах пыли. Для топливоиспользующих установок более 100 МВт, а особенно более 300 МВт, уровни пыли ниже, потому что методы десульфурации, которые являются уже частью ВАТ для десульфурации, также уменьшают выброс твёрдых 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 4.62: БАТ для обеспыливания дымовых газов угольных энергоблоков.

Мощность, МВт	Уровень выбросов пыли, мг/м ³		БАТ для достижения этих уровней	Мониторинг	Применимость	Комментарии
	Новый энергоблок	Реконструируемый энергоблок				
50 – 100	10 – 20	10 – 20	ЭФ/ТФ	Постоянный	Новые и существующие энергоблоки	• уровень снижения, связанный с использованием ЭФ, считается 99.5 % и выше • уровень снижения, связанный с использованием ТФ, считается 99.95 % и выше.
100 – 300	5 -15	5 -15	ЭФ/ТФ в комбинации с ДС (мокрый или сухой скруббер или ввод сухого сорбента)	Постоянный	Новые и существующие энергоблоки	
>300	5 – 10	5 – 10	ЭФ/ТФ в комбинации с ДС (мокроизвестняковый метод)	Постоянный	Новые и существующие энергоблоки	• 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 десульфурации, также улавливают и твердые частицы.
Примечания: ЭФ - электрофильтры, ТФ - тканевые фильтры, ДС - десульфурация. Для очень высоких значений концентрации пыли в необработанных дымовых газах, которые могут быть при сжигании низкокалорийных бурых углей, в качестве уровней, связанных с использованием БАТ, вместо значений, указанных в таблице, нужно принимать 99.95 % для ЭФ и 99.99 % для ТФ.						

4.5.7 Тяжёлые металлы

Минеральная часть топлива может содержать различные вещества в зависимости от его происхождения. Все твёрдые топлива, и в том числе каменный и бурый уголь, содержат среди прочего микроэлементы, такие как тяжёлые металлы. Поведение тяжёлых металлов в процессе сжигания определяется сложными химическими и физическими процессами. В основном тяжёлые металлы в процессе горения испаряются и конденсируются позже на твёрдых 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 твёрдых частицах. Поэтому БАТ для уменьшения выбросов тяжёлых 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 её удаление пылеулавливающими устройствами является очень непостоянным. Учитывая, что сухие скрубберы и мокрые известь/известняковые скрубберы расценены как БАТ для снижения SO_2 для больших топливоиспользующих установок, уровень выброса Hg меньше 0.03 мг/нм^3 считается связанным с использованием БАТ.

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, БАТ 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, объясняется 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.

4.5.8 Выбросы SO_2

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

Методы, которые, как полагают, являются БАТ для пылеугольных топливоиспользующих установок на каменном и буром углях: мокрые скрубберы, сухие скрубберы и, для небольших установок, ниже приблизительно 250 МВт, также впрыск сухого сорбента (то есть сухая ДС с применением тканевых фильтров). Эти методы имеют рыночную долю более чем 90 % установок десульфурации. Соответствующий уровень десульфурации 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 HF и HCl (98 - 99 %). Уровень выброса обоих загрязняющих веществ, связанный с использованием мокрого скруббера - $1 - 5 \text{ мг/нм}^3$. Другое преимущество мокрого скруббера - его вклад в снижение выбросов пыли и тяжёлых металлов (таких как Hg). Существующие энергоустановки, на которых уже применяется мокрую систему ДС, могут уменьшить выбросы SO_2 , оптимизируя характер движения потока в колонне абсорбера. Процесс мокрой очистки слишком дорог для небольших энергоустановок и поэтому не рассматривается как БАТ для энергоустановок с мощностью меньше, чем 100 МВт.

Скруббер на морской воде, как полагают, может быть отнесен к БАТ из-за его высокой надёжности, 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 pH в непосредственной близости от электростанции, в поступлении в окружающую среду тяжёлых металлов и летучей золы. Это особенно актуально для энергоустановок, расположенных в устьях рек.

Для топливоиспользующих установок мощностью меньше чем 100 МВт использование малосернистого каменного угля вместе с введением сухого сорбента, как полагают, является ВАТ.

Другие методы десульфурации, описанные в разделе 3.5, такие как комбинированные методы для снижения NO_x и SO₂, ввод активированного угля и DESONOX-процесс, могут квалифицироваться как ВАТ 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 пода котла вместе со шлаком и частично электрофильтрами или тканевыми фильтрами вместе с летучей золой. Для высокой степени улавливания серы более высокие отношения Ca/S необходимы при сжигании в кипящем слое (СКС), чем при мокрой очистке газа или в сухих скрубберах. Однако, даже с очень высокими отношениями Ca/S, сжигание СКС не может достигнуть таких высоких уровней улавливания, как при мокрой очистке.

Более высокие степени десульфурации 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 умеренными отношениями Ca/S (2 - 4). При увеличении сернистости топлива немного уменьшают отношение Ca/S для достижения определённого уровня удаления серы (например 90%-е удаление). Однако фактический массовый уровень расхода известняка нуждается в увеличении, так же как увеличивается и количество произведённых 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 учёте всех аспектов поглощение серы в ЦКС только введением известняка в кипящий слой рассматривают как ВАТ 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 десульфурации в ССКС, введение известняка или доломита нельзя рассматривать как ВАТ. В ССКС котлах, сжигающих только каменный уголь, ВАТ – это методы "на конце трубы", описанные ранее для пылевого сжигания угля – с теми же связанными уровнями выбросов.

ВАТ десульфурации и связанные уровни выбросов приведены в таблице 4.63. Связанные уровни выбросов базируются на среднесуточных значениях, стандартных условиях и уровне O₂ 6% (не на максимальных, непродолжительных пиковых значениях, которые могут быть выше).

Таблица 4.63: БАТ для предотвращения и управления выбросами оксида серы при сжигании угля и мазута

Мощность, МВт	Метод сжигания	Уровень выбросов SO ₂ , соответствующий БАТ		Варианты БАТ для достижения этих уровней	Применимость	Мониторинг
		Новый энергоблок	Реконструируемый энергоблок			
50 – 100	ПС	200 -300	200 -300	Низкосернистое топливо и ДС(всс), ДС(сух)	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
	ЦКС и СКСД	150- 300	200 -300	Ввод известняка	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
	ССКС	150 -300	200 -300	Низкосернистое топливо и ДС(всс), ДС(сух)	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
100 – 300	ПС	100 -200	100 - 250	ДС(мокр) ДС(сух) ДС(всс), более 200 МВт скруббер на морской воде, комбинированные методы снижения NO _x и SO ₂	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
	ЦКС и СКСД	100 -200	150 - 250	Ввод известняка	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
	ССКС	100 -200	150 - 250	ДС (мокр) ДС (сух)	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
>300	ПС	20 – 100	50 - 150	ДС (мокр) ДС (сух) скруббер на морской воде, комбинированные методы снижения NO _x и SO ₂	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
	ЦКС и СКСД	100 -200	100 -200	Ввод известняка	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
	ССКС	20 – 100	50 - 150	ДС (мокр)	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
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 десульфурация) ДС(сух) (десульфурация с использованием сухого скруббера) ДС(всс) (десульфурация вводом сухого сорбента)						

4.5.9 Выбросы NO_x

Как правило, угольные энергоустановки, в которых используется комбинация первичных и/или вторичных методов снижения оксидов азота (NO_x) считаются BAT. В состав соединений азота входят оксид (NO) и диоксид азота (NO₂), вместе обозначаемые как NO_x, и закись азота (N₂O). BAT различаются для разных типов котлов - пылеугольное или сжигание в кипящем слое, и видов топлива – каменный или бурый уголь.

Для пылеугольных установок более 100 МВт, и в особенности для больших энергоустановок более 300 МВт для снижения выбросов NO_x, использование первичных мероприятий в соединении с СКВ является BAT, при этом степень очистки СКВ 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 СКВ в существующем котле - прежде всего вопрос ожидаемого остающегося срока службы энергоустановки, которая не обязательно определяется её возрастом. Использование СКВ связано с выбросом аммиака (так называемый проскок аммиака). Концентрация аммиака при использовании СКВ меньше, чем 5 мг/нм³ соответствует BAT. Этот уровень позволяет избежать проблем при дальнейшем использовании летучей золы, а также запаха аммиака в окрестностях электростанции.

Комбинированные методы для снижения NO_x и SO₂, описанные в главе 3.5, такие как использование активированного угля и DESONOX-процесс, являются BAT, но их преимущества, неудобства и применимость должны быть оценены для местных условий.

Для пылеугольных установок на бурых углях, сочетание различных первичных мер рассматривают как BAT. Это означает, например, использование усовершенствованных низкоэмиссионных горелок вместе с другими первичными мероприятиями, такими как рециркуляция дымового газа, ступенчатое сжигание (многостадийный ввод воздуха), дожигание, и т.д. СКВ метод рассматривается как BAT для снижения выбросов NO_x лишь в части случаев. Из-за относительно низких выбросов NO_x энергоустановок, работающих на буром угле по сравнению со сжигающими каменный уголь, СКВ в целом не рассматривается как BAT при сжигании бурого угля.

Для небольших угольных энергоустановок мощностью 50 - 100 МВт, применение вторичных методов подавления, таких как СКВ, не рассматривается как BAT из-за высоких затрат. Для этих энергоустановок сочетание различных мероприятий, таких как усовершенствованная низкоэмиссионная горелка, стадийный ввод воздуха и т.д., являются рекомендациями BAT и для новых, и для существующих энергоустановок. Однако необходимо отметить, что в старых установках топки обычно строились как можно меньше по объёму (для высокой теплонапряжённости). Поэтому температура в печи может быть уменьшена лишь ограниченно. Кроме того, глубина печи может позволить лишь в небольшой степени увеличить длину факела. Для старых топок применение современных турбулентных горелок, которые имеют факел не намного длиннее, чем в первоначальных горелках, рассматривается как BAT.

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

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

Использование первичных мероприятий и для каменного и для бурого углей, имеет тенденцию вызывать неполное сгорание, в результате чего наблюдается более высокий уровень 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 изменяется в зависимости от топлива и обычно несколько выше, чем без применения первичных мероприятий. Для большинства вариантов улавливания летучей золы допустимый уровень недожога составляет ниже 5%. Уровни недожога ниже 5% обычно могут быть достигнуты, но для небольшого количества каменных углей, но только при некотором увеличении 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 низкэмиссионного 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) является рекомендацией ВАТ. В этом случае сжигание начинается в достехиометрических условиях пиролизом в слое барботирования или в нижней части циркулирующего слоя. Остальная часть воздуха добавляется для сжигания позже и постепенно, чтобы в конце достигнуть сверхстехиометрических условий и завершить сжигание. В циркулирующем кипящем слое циркулирующий материал гарантирует равномерное температурное распределение, которое обычно поддерживает температуру топki ниже 900 градусов, что предотвращает в большой степени образование тепловых NO_x . С другой стороны, низкие температуры повышают выработку N_2O и увеличивают количество несгоревшего углерода. Поэтому выбор организации сжигания в кипящем слое - акт балансирования между противоречивыми потребностями 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°C и некоторому сопутствующему образованию термических NO_x . Как правило, образование NO_x в правильно разработанном котле с псевдоожиженным слоем может быть ниже уровня образования NO_x , достигаемого низкэмиссионными горелками.

ВАТ для предупреждения и управления выбросами NO_x и связанные уровни выбросов приведены в таблице 4.64. Связанные уровни выбросов базируются на среднесуточных значениях, стандартных условиях и уровне O_2 6%, а не на максимальных, непродолжительных пиковых значениях, которые могут быть выше.

Таблица 4.64: БАТ для подавления образования и контроля выбросов оксидов азота при сжигании каменных и бурых углей

Мощность, МВт	Метод сжигания	Уровень выбросов NO _x , связанный с БАТ, мг/нм ³		Топливо	БАТ для достижения этих уровней	Применимость	Мониторинг
		Новые энергоблоки	Реконструируемые энергоблоки				
50 - 100	ПС	200 -300 (N ₂ O: 2 -10)	200 -300 (N ₂ O: 2-10)	Каменный и бурый угли	Комбинация ПМ (например, стадийный ввод воздуха и топлива, низкоэмиссионные горелки и т.д.), СНКВ для дополнительного снижения	Новые и реконструируемые энергоблоки	Непрерывный
	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)		
100 -300	ПС	100 -200 (N ₂ O: 2-10)	100 -200 (N ₂ O: 2 -10)	Каменный уголь	Комбинация ПМ (например, стадийный ввод воздуха и топлива, низкоэмиссионные горелки и т.д.), СКВ или комбинированные методы		
	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)		
	ССКС, ЦКС и СКСД	100 -200 (N ₂ O: 30-120)	100 -200 (N ₂ O: 30 -120)	Каменный уголь	Комбинация ПМ (например, стадийная подача воздуха и топлива), если необходимо, также с СНКВ		
	ССКС, ЦКС и СКСД	100 -200 (N ₂ O: 30-120)	100 -200 (N ₂ O: 30 -120)	Каменный и бурый угли	Комбинация ПМ (например, стадийная подача воздуха и топлива)		
>300	ПС	90 - 150 (N ₂ O: 2 -10)	100 -200 (N ₂ O: 2 -10)	Каменный уголь	Комбинация ПМ (например, стадийная подача воздуха и топлива, низкоэмиссионные горелки и т.д.), в соединении с СКВ или комбинированными методами		
	ПС	100 -150 (N ₂ O: 2 -10)	100 -200 (N ₂ O: 2 -10)	Бурый уголь	Комбинация ПМ (например, стадийная подача воздуха и топлива, низкоэмиссионные горелки и т.д.)		
	ССКС, ЦКС и СКСД	50 - 150 (N ₂ O: 30 - 120)	100 -200 (N ₂ O: 30 - 120)	Каменный и бурый угли	Комбинация ПМ (например, низких избытков воздуха и стадийная подача топлива)		

Примечания:

ПС	пылевой сжигание
ССКС	сжигание в стационарном кипящем слое
ЦКС	сжигание в циркулирующем кипящем слое
СКСД	сжигание в кипящем слое под давлением
ПМ(..)	первичные мероприятия подавления NO _x
СКВ	селективный каталитический метод восстановления NO _x
СНКВ	селективный некаталитический метод восстановления NO _x

4.5.10 Монооксид углерода (CO)

ВАТ для минимизации выбросов CO - 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 CO (ниже 30 мг/нм³ для пылевого сжигания и ниже 100 мг/нм³ в случае ЦКС). Для установок, сжигающих бурый уголь, где главным образом первичные мероприятия расценены как ВАТ для снижения NO_x выбросов, уровни CO могут быть выше (100 - 200 мг/нм³).

4.5.11 Фтористый водород (HF) и хлористый водород (HCl)

Для угольных топливоиспользующих установок, применение мокрого (особенно для энергоустановок с мощностью более 100 МВт) и сухого скрубберов признаны как ВАТ для снижения SO₂. Эти методы также дают высокий уровень снижения HF и HCl (98 - 99 %). При использовании мокрого или сухого скрубберов, связанный уровень выброса для обоих загрязняющих веществ равен 1 - 5 мг/нм³.

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 неочищенный дымовой газ с высоким содержанием SO₂, HF и HCl будет поступать непосредственно в дымовую трубу. Реконструкция существующего теплообменника или его замена на теплообменник современного типа рассматривается как часть ВАТ. Лучший выбор в этом случае – отвод дымовых газов через градирню, при этом не нужен повторный нагрев дымового газа и, поэтому не нужен и теплообменник.

Поскольку для ЦКС введение известняка было расценено как ВАТ для снижения SO₂, вместо мокрого скруббера при пылевом сжигании, уровень выбросов HCl, соответствующий ВАТ, составляет 15 - 30 мг/нм³.

4.5.12 Аммиак (NH₃)

Недостаток систем СНКВ и СКВ - выброс непрореагировавшего аммиака в атмосферу (проскок аммиака). Считается, что концентрация аммиака при использовании ВАТ должна быть ниже 5 мг/нм³, чтобы избежать проблем с использованием летучей золы и появления запаха аммиака в окрестностях станции. Проскок аммония 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 NO_x.

4.5.13 Загрязнение вод

При эксплуатации угольных топливоиспользующих установок образуются различные потоки сточных вод (см. главу 1). Все меры для уменьшения объемов сточных вод и предотвращения загрязнения вод, которые были представлены в разделе 3.10, как полагают, являются ВАТ и приведены ниже в таблице.

Таблица 4.65: БАТ для очистки сточных вод

Метод	Основная экологическая выгода	Применимость	
		Новые энергоустановки	Реконструируемые энергоустановки
Мокроизвестняковая десульфурация			
Очистка сточных вод флокуляцией (коагуляцией), осаждением, фильтрацией, с помощью ионообменных материалов и нейтрализацией Снижение содержания аммиака азотацией, отстоем или биоразложением	Удаление фторидов, тяжёлых металлов, ХПК и взвешенных частиц	BAT	BAT
	Уменьшение содержания аммиака	BAT только если содержание аммиака в сточных водах высоко, т.к. СКВ/ЧКВ располагаются за установками ДС (по направлению движения газов)	
Замкнутые водооборотные системы	Уменьшение сброса сточных вод	BAT	BAT
Смешение сточных вод с угольной золой	Предотвращение сброса сточных вод	BAT	BAT
Удаление и транспортировка шлака			
Замкнутые оборотные системы с фильтрацией и осаждением	Уменьшение сброса сточных вод	BAT	BAT
Регенерация обессоливающих установок и блочных обессоливающих фильтров конденсата			
Нейтрализация и осаждение	Уменьшение сброса сточных вод	BAT	BAT
Отмывка адсорбентов			
Нейтрализация		BAT только со щелочным процессом	
Обмывки котлов, воздухоподогревателей и газоочистного оборудования			
Нейтрализация и замкнутые оборотные системы или замена безводными методами очистки	Уменьшение сброса сточных вод	BAT	BAT
Поверхностный сток			
Отстой или химическая очистка и повторное использование	Уменьшение сброса сточных вод	BAT	BAT

Как упомянуто в разделе 4.5.2, хранение каменного и бурого угля на герметичных площадках с дренажом и сбором фильтрата рассматривается как БАТ. Любой поверхностный сток (дождевая вода) с участков хранения, который содержит частицы топлива, должен собираться и пропускаться через отстойник перед сбросом. Связанный с БАТ уровень содержания взвесей в сбрасываемой воде составляет менее 30 мг/л.

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

БАТ для мокроизвестняковой десульфурации газов связано с применением установки очистки сточных вод. Очистка состоит из различных установок химической очистки от тяжёлых металлов и твёрдых веществ и включает регулирование pH, осаждение тяжёлых металлов и удаление твёрдых веществ и осадков из сточных вод. При этом контролируются следующие параметры: pH, проводимость, температура, содержание твёрдых веществ, содержание хлора, концентрации тяжёлых 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

десульфурации и объёма сточных вод. Уровни сбросов, связанные с использованием БАТ очистки сточных вод приведены ниже в таблице.

Таблица 4.66: Уровень содержания загрязняющих веществ в очищенных сточных водах мокрои известнякового скруббера, связанный с использованием БАТ

Содержание загрязняющих веществ в очищенных сточных водах мокрои известнякового скруббера (мг/л)												
Твёрдые	Сульфаты	Сульфиты	Сульфиды	F	ХПК	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	<0.5	0.001-0.002

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

4.5.14 Топливные отходы

Как упомянуто в разделе 4.3.6, промышленность уделяет большое внимание использованию отходов горения и побочных продуктов, вместо того, чтобы вести их захоронение. Утилизация и повторное использование поэтому - лучший доступный выбор и приоритетное направление.

Есть десятки различных возможностей использования различных побочных продуктов. Каждый отдельный метод использования имеет различные 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 тяжёлых металлов, и т.д.

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

Конечный продукт сухих процессов десульфурации 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.

7.5 Наилучшие доступные технические методы (BAT) сжигания газообразного топлива

Для понимания настоящего раздела и его содержания читателю вновь предлагается обратиться к предисловию к настоящему документу и, в частности, к пятому разделу предисловия "Как понять настоящий документ и пользоваться им". Технические методы и связанные с ними уровни выбросов/сбросов и/или расхода, или диапазоны уровней, представленные в настоящем разделе, оцениваются посредством итеративного процесса, состоящего из следующих этапов:

- выявление основных природоохранных проблем в секторе, которыми являются выбросы в атмосферу и сбросы в воду, термический КПД и остаточные продукты сгорания;
- изучение технических методов, наиболее целесообразных для решения этих основных проблем;
- определение оптимальных уровней результативности природоохранной деятельности исходя из данных, имеющихся в Европейском Союзе и во всем мире;
- изучение условий, в которых эти уровни результативности были достигнуты, таких как затраты, комплексное действие на компоненты окружающей среды, основные движущие силы внедрения данного технического метода;
- отбор наилучших доступных технических методов (BAT) и связанных с ними уровней выбросов/сбросов и/или расхода для этого сектора в общем смысле – всё в соответствии со статьей 2(11) Директивы и приложения IV к ней.

Экспертное суждение Европейского бюро КПКЗ и соответствующей Технической рабочей группы (ТРГ) сыграло ключевую роль на каждом из этих этапов и в том, как информация представлена здесь.

На основе этой оценки в настоящем разделе представлены технические методы и, по возможности, уровни выбросов/сбросов и расхода, связанные с использованием BAT, считающиеся целесообразными для сектора в целом и во многих случаях отражающие текущие результаты работы некоторых установок в секторе. Представленные уровни выбросов/сбросов и расхода, "связанные с наилучшими доступными техническими методами", следует понимать как уровни результативности природоохранной деятельности, которые можно ожидать в результате применения в данном секторе описанных технических методов с учётом баланса затрат и преимуществ, свойственных определению BAT. Однако они не являются ни предельно допустимыми выбросами/сбросами, ни предельно допустимым расходом и не должны пониматься как таковые. В некоторых случаях технически возможно достичь лучших уровней выбросов/сбросов или расхода, но в связи с затратами, с которыми это связано, и соображениями комплексности они не считаются BAT для сектора в целом. Однако эти уровни могут считаться обоснованными в более конкретных случаях при наличии особых движущих сил.

Уровни выбросов/сбросов и расхода, связанные с применением BAT, должны рассматриваться вместе с указанными базовыми условиями (например, периодами усреднения).

Понятие "уровней, связанных с BAT", описанное выше, следует отличать от термина "достижимый уровень", используемого в других частях настоящего документа. Когда уровень характеризуется как "достижимый" при помощи определённого технического метода или сочетания технических методов, это должно пониматься как то, что можно ожидать достижения этого уровня в течение существенного периода времени на хорошо обслуживаемой и эксплуатируемой установке или в технологическом процессе, в которых эти технические методы используются.

Данные по затратам, при наличии таковых, представлены вместе с описанием технических методов, представленных в предыдущих разделах. Они дают приблизительное представление о величине сопряженных затрат. Однако фактические затраты на применение того или иного технического метода будут сильно зависеть от конкретной ситуации, например, с налогами, платежами и техническими характеристиками рассматриваемой установки. В настоящем документе невозможно полностью оценить эти факторы, присущие конкретным объектам. В отсутствие данных по затратам выводы об экономической жизнеспособности технических методов делаются исходя из наблюдений по существующим установкам.

Общие BAT, описанные в настоящем разделе, призваны служить ориентиром, по которому можно было бы оценивать текущие результаты работы существующей установки и предложения в отношении новой установки. Таким образом они будут способствовать определению соответствующих условий, "основанных на BAT", для установки и созданию обязательных норм общего действия в соответствии со статьей 9(8). Ожидается, что новые установки будут проектироваться таким образом, что результаты их работы соответствовали общим уровням BAT, представленным здесь, и даже превышали их. Кроме того, считается, что существующие установки могут приближаться к общим уровням BAT и превосходить их в зависимости от технической и экономической применимости технических методов в каждом случае.

Хотя документами BREF не устанавливаются юридически обязательные стандарты, они призваны служить источником информации для ориентации промышленных предприятий, государств-членов и общественности в том, что касается достижимых уровней выбросов/сбросов и расхода при применении указанных технических методов. В каждом конкретном случае должны быть определены соответствующие предельно допустимые уровни с учетом целей Директивы КПКЗ и местных соображений.

Во избежание дублирования в настоящем документе смотрите BAT для системы экологического менеджмента на предприятиях (СЭМ) в разделе 3.15.1.

7.5.1 Поставка газообразного топлива и добавок и обращение с ними

BAT для предотвращения выбросов/сбросов, связанных с поставкой газообразного топлива и обращения с ним, а также для хранения добавок, таких как аммиак и т.д., и обращения с ними кратко изложены в таблице 7.34.

Таблица 7.34: BAT для поставки газообразного топлива и обращения с ним

Материал	Воздействие на окружающую среду	BAT
Природный газ	Неконтролируемые выбросы	Использование систем обнаружения утечек топливного газа и тревожной сигнализации
	Эффективное природопользование	- Использование турбодетандеров для использования энергии в герметизированных топливных газах; - предварительный подогрев топливного газа с использованием отработанного тепла из котла или газовой турбины
Чистый сжиженный аммиак (при его использовании)	Опасность для здоровья и безопасности, создаваемая аммиаком	- Для погрузки/разгрузки и хранения чистого сжиженного аммиака следует строить напорные резервуары объемом >100 м³ с двойной стенкой и размещать их под землей; резервуары объемом 100 м³ и меньше следует строить с процессом снятия напряжения; - с точки зрения безопасности использование водоаммиачного раствора менее рискованно, чем хранение и погрузка/разгрузка чистого сжиженного аммиака

7.5.2 Термический КПД газовых теплоиспользующих установок

Для сокращения парниковых газов, в частности выбросов CO_2 газовыми теплоиспользующими установками, такими как газовые турбины, газовые двигатели и газовые котлы, наилучшим доступным вариантом с сегодняшней точки зрения являются технические методы и операционные меры, повышающие термический КПД установки. Второстепенные меры, то есть улавливание и удаление CO_2 , как описано в приложении 10.2 к настоящему документу, находятся на весьма ранней стадии развития. Возможно, эти зарождающиеся технические методы будут доступны в будущем, но их еще нельзя считать ВАТ.

Энергоэффективность рассматривается как тепловая мощность (энергия потребляемого топлива/энергия на выходе на границе электростанции) и как КПД электростанции, что в этом случае является величиной, обратной тепловой мощности, то есть процентом производимой энергии/энергии потребляемого топлива. Калорийность топлива определяется как низшая рабочая теплота сгорания топлива.

Для газовых теплоиспользующих установок применение газовых турбин с комбинированным циклом и когенерация тепла и энергии (ТЭЦ) технически являются наиболее эффективными способами повышения энергоэффективности (коэффициента использования топлива) системы энергоснабжения. Следовательно, применение комбинированного цикла и когенерация тепла и энергии должны считаться первым возможным ВАТ, то есть когда местный спрос на тепло достаточно высок для того, чтобы строительство такой системы было оправдано. Использование высокоразвитой компьютеризированной системы контроля для достижения высоких результатов работы котла при улучшении условий сжигания, способствующих сокращению выбросов, также считается ВАТ.

Повышения эффективности можно добиться и путём предварительного подогрева природного газа до его подачи в камеры сгорания и горелки. Тепло можно получать из низкотемпературных источников, таких как выхлопные газы, образующиеся в результате охлаждения в других регенеративных процессах.

Электростанции с газовыми двигателями подходят как для децентрализованного производства тепла и энергии (ТЭЦ), так и для более масштабного применения базовой нагрузки. Связанный с ВАТ общий КПД производства пара низкого давления достигает 60-70%. При дополнительной работе двигателя (то есть когда кислород, содержащийся в отходящем газе двигателя, является основным "сгораемым воздухом" в горелке), можно эффективно производить крупные объёмы пара низкого и высокого давления. В производстве горячей воды (при температуре на выходе обычно составляющей 80-120°C) общий КПД (коэффициент использования топлива) до 90% при использовании газового топлива можно считать ВАТ, хотя это весьма зависит от доли восстанавливаемой энергии охлаждающей воды двигателя. Горячую воду температуры до 200°C, конечно, можно производить, используя энергию отходящего газа и часть энергии охлаждения двигателя. Еще одним преимуществом является высокий термический КПД (то есть низкий расход топлива и, следовательно, низкие удельные выбросы CO_2) двигателей. Электрический КПД ВАТ (терминалов генераторов переменного тока) варьируется приблизительно от 40 до 45% (в зависимости от размера двигателя) и рассчитывается на основе низшей рабочей теплоты сгорания топлива.

В отношении существующих установок можно применять ряд технических методов модернизации и реконструкции для повышения термического КПД. Следует принимать во внимание технические меры, описанные в разделе 2.7.7, как часть возможных ВАТ для повышения эффективности существующих установок. Применяя технические методы и меры, перечисленные в разделе 7.4.2 для повышения термического КПД, например, двойной перегрев, и используя самые передовые высокотемпературные материалы для газовых турбин и

котлов, энергоэффективность, связанную с применением ВАР, можно достигнуть, как кратко изложено в таблице 7.35.

Кроме того, для повышения эффективности должны учитываться следующие меры:

- горение: минимизация потерь тепла в связи с несгоревшими газами;
- максимально высокие давление и температура рабочей газовой или паровой среды;
- максимальное падение давления в части паровой турбины с низким давлением в связи с максимально низкой температурой охлаждающей воды (охлаждения пресной воды) для котлов и парогазовых установок;
- минимизация потерь тепла через отходящий газ (использование остаточного тепла и отопления от теплоцентрали);
- минимизация потерь тепла через проводимость и излучение посредством изоляции;
- минимизация внутреннего потребления энергии путем принятия соответствующих мер, например, шлакование испарителя, повышение КПД насоса питательной воды и т.д.);
- предварительный подогрев топливного газа и/или питательной воды котла паром;
- улучшение геометрии лопастей турбин.

Мнения отрасли о мерах по повышению эффективности, применяемых к парогазовым установкам, разошлись, потому что предлагаемые меры повышают общую эффективность комбинированного цикла лишь незначительно. Следует отметить, что повышение эффективности газовой турбины может привести к снижению эффективности парового цикла. Следовательно, повышение эффективности всего цикла будет меньшим, чем повышение эффективности только газовой турбины. Исходя из вышеизложенного, представители промышленности полагают, что предлагаемые меры не должны включаться в окончательный проект документа BREF для КТУ.

Таблица 7.35: КПД газовых теплоиспользующих установок, связанные с использованием ВАР (исходя из условий ISO)

Тип установки	Электрический КПД (%)		Потребление топлива (%)	Комментарии
	Новые установки	Существующие установки	Новые и существующие установки	
Газовая турбина				
Газовая турбина	36-40	32-35	-	
Газовый двигатель				
Газовый двигатель	38-45		-	
Газовый двигатель с паровым котлом-утилизатором (ТП) в режиме ТЭЦ	> 38	> 35	75-85	Широкий диапазон энергоэффективности ТЭЦ весьма зависит от конкретной ситуации и местного спроса на электроэнергию и тепло
Газовый котел				
Газовый котел	40-42	38-40		
Парогазовая установка				
Комбинированный цикл с дополнительной работой двигателя или без (ТП) только для производства электроэнергии	54-58	50-54	-	
Комбинированный цикл без дополнительной работы	< 38	< 35	75-85	Широкий диапазон

Тип установки	Электрический КПД (%)		Потребление топлива (%)	Комментарии
	Новые установки	Существующие установки	Новые и существующие установки	
двигателя (ТП) в режиме ТЭЦ				электрического КПД и энергоэффективности ТЭЦ весьма зависит от конкретного местного спроса на электроэнергию и тепло. При эксплуатации парогазовой установки в режиме ТЭЦ энергоэффективность включает в себя электрический КПД и всегда должна рассматриваться вместе с ним для достижения оптимального общего эксергетического КПД
Комбинированный цикл с дополнительной работой двигателя в режиме ТЭЦ	< 40	< 40	75-85	

Следует помнить о том, что эти уровни БАТ достижимы не во всех условиях эксплуатации. Энергоэффективность находится в наилучшем состоянии на этапе проектирования установки. Фактическая энергоэффективность в ходе эксплуатации установки может снижаться в связи с изменениями, например, изменениями нагрузки при эксплуатации, качества топлива и т.д. Кроме того, энергоэффективность зависит от системы охлаждения электростанции и расхода энергии в системе очистки отходящего газа. Кроме того, следует признавать, что газотурбинные системы с высоким КПД могут создавать такие проблемы как вибрация и более высокие краткосрочные выбросы окислов азота.

7.5.3 Выбросы пыли и SO₂ газовыми теплоиспользующими установками

Выбросы пыли и SO₂ газовыми теплоиспользующими установками, использующими в качестве топлива природный газ, весьма низки. Выбросы пыли при использовании в качестве топлива природного газа, как правило, находятся на уровне значительно ниже 5 мг/Нм³, а выбросы SO₂ – значительно ниже 10 мг/Нм³ (15-процентный O₂) без применения каких-либо дополнительных технических мер.

Если в качестве топлива используются другие промышленные газы, например, нефтезаводской газ или доменный газ, должны применяться меры по предварительной очистке газа (например, тканевыми фильтрами) – что считается БАТ – для сокращения содержания пыли и объема SO₂ в отходящем газе, в противном случае он может повредить газовые турбины и двигатели. Как указано в документе BREF для нефтеперегонных заводов, БАТ должны ограничивать содержание H₂S в нефтезаводском газе 20-150 мг/Нм³, что ведет к выбросам 5-20 мг SO₂/Нм³. Такой газ не создает выбросов твердых частиц. В случае нефтеперегонных заводов, работающих на природном газе, смотрите также документ BREF для нефтеперегонных заводов по переработке нефти и газа.

7.5.4 Выбросы окислов азота и СО газовыми теплоиспользующими установками

В целом для газовых турбин, газовых двигателей и газовых котлов сокращение окислов азота (NO_x) считается ВАТ. Интересующими нас соединениями азота являются окись азота (NO) и двуокись азота (NO_2), совместно именуемые окислами азота (NO_x).

Для новых газовых турбин камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием являются ВАТ. Большинство существующих газовых турбин можно преобразовать в турбины с камерами сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием, но иногда лучшим решением является впрыскивание воды и пара. Это должно решаться на индивидуальной основе.

Кроме того, на нескольких газовых турбинах и в газовых двигателях, эксплуатируемых в Европе, Японии и США, применяется избирательная каталитическая редукция (ИКР) для сокращения выбросов окислов азота. Помимо технического метода с использованием камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием и впрыскивания воды и пара, ИКР также считается частью ВАТ. В случае новых газовых турбин камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота можно считать стандартной технологией, как правило, не требующей дополнительного применения системы ИКР. Для дополнительного сокращения выбросов окислов азота можно рассмотреть возможность применения ИКР в том случае, если местными нормативами качества воздуха требуется дополнительное сокращение выбросов окислов азота по сравнению с уровнями, указанными в таблице 7.37 (например, эксплуатация в густонаселенной городской местности). В таблице 7.37 оборудование для работы в нестандартных ситуациях не учитывается.

Для существующих газовых турбин ВАТ является впрыскивание воды и пара или переход на технологию камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота. Газовые турбины с неизменной структурой сгорания, но более высокой температурой на входе характеризуются более высоким КПД и более высокими уровнями окислов азота. В этой связи следует отметить, что при более высоком КПД удельные выбросы окислов азота на 1 кВт·ч всё равно ниже.

Внедрение системы ИКР на существующих парогазовых установках выполнимо технически, но нецелесообразно экономически. Это происходит тогда, как место, требуемое для котла-утилизатора, не было предусмотрено проектом и поэтому отсутствует.

Мнения промышленности разошлись: её представители заявили, что в случае комбинированных циклов паровой котёл-утилизатор должен модифицироваться, что означает его демонтаж и модернизацию для интеграции ИКР. Это увеличит и без того высокие инвестиции в ИКР. Кроме того, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание ИКР сравнительно высоки, следовательно, ИКР экономически неэффективно для существующих комбинированных циклов. Представители промышленности также заявили, что в случае газовых турбин с простым циклом ИКР экономически неэффективно, так как (а) газы должны охлаждаться. Для этого требуется дополнительный охладитель, с тем, чтобы снижать температуру газа до уровня, позволяющего эксплуатировать ИКР. Охладитель повысит и без того высокие инвестиционные и операционные затраты, а (б) газовые турбины с простым циклом в Европе представляют собой установки, работающие при пиковой нагрузке только в чрезвычайных ситуациях. Высокие инвестиции, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание делают внедрение ИКР в газовые турбины экономически нежизнеспособным.

Для газовых установок со стационарным двигателем метод использования бедной газовой смеси является ВАТ, аналогичным техническому методу низких сухих выбросов окислов азота, используемому в газовых турбинах. Это встроенный метод, и для сокращения выбросов окислов азота не требуется поставка на объект дополнительных реагентов или воды. Так как газовые двигатели иногда оборудованы ИКР, эти технические методы также можно считать

частью ВАТ. Для сокращения выбросов СО применение катализатора окисления является ВАТ вместе с сопряжёнными уровнями выбросов при сгорании природного газа, указанными в таблице 7.36. В случае сжигания других видов газообразного топлива, например, биогаза или свалочных газов, выбросы СО могут быть выше в связи с конкретным видом используемого топлива.

Выбросы летучих органических углеродов неметанового ряда двигателей с электрозажиганием, работающих на бедной газовой смеси, и двухтопливных двигателей, работающих в газовом режиме, зависит от состава природного газа. В некоторых случаях могут требоваться вспомогательные технические методы сокращения выбросов летучих органических углеродов неметанового ряда, и можно применять катализатор окисления для одновременного сокращения выбросов СО и летучих органических углеродов неметанового ряда. Выбросы СО, поддерживаемые на уровне ниже 100 мг/Нм^3 (15-процентный O_2), и выбросы формальдегида, поддерживаемые на уровне 23 мг/Нм^3 (15-процентный O_2), считаются ВАТ для газового двигателя, оборудованного катализатором окисления.

ВАТ для минимизации выбросов СО является полное сгорание, которым сопровождается надлежащий проект печи, применение эффективного мониторинга результатов работы и технических методов контроля за технологическими процессами и техническое обслуживание теплоиспользующей системы. Помимо условий сгорания, оптимизированная система сокращения выбросов окислов азота также позволит поддерживать выбросы СО на уровне ниже 100 мг/Нм^3 . Кроме того, применение катализатора окисления для СО можно считать ВАТ в густонаселённой городской местности.

Выводы в отношении ВАТ для предотвращения и контроля выбросов окислов азота и СО и сопряженные с ними уровни выбросов резюмируются в таблице 7.36 и таблице 7.37. В отходящих газах газовых турбин и газовых двигателей, как правило, содержится около 11-16% об. O_2 , поэтому уровни выбросов, связанные с применением ВАТ для турбин и двигателей, базируются на 15% об. O_2 и стандартных условиях в качестве ориентира. Для газовых котлов в качестве базового уровня обычно используется 3% об. O_2 . В основе уровней выбросов, связанных с ВАТ, лежат среднесуточные стандартные условия, представляющие собой ситуацию типичной нагрузки. В случае пиковой нагрузки должны учитываться периоды пуска и остановки установки, а в случае проблем с эксплуатацией систем очистки отходящего газа – краткосрочные пиковые значения, которые могут быть выше.

Таблица 7.36: ВАТ сокращения выбросов окислов азота и СО некоторых газовых теплоиспользующих установок

Тип установки	Уровень выбросов, связанный с ВАТ (мг/Нм ³)		Уровень О ₂ (%)	Варианты ВАТ для достижения этих уровней	Мониторинг
	NO _x	CO			
Газовые турбины					
Новые газовые турбины	20-50	5-100	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием (стандартное оборудование для новых газовых турбин) или ИКР	Непрерывный
Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота для существующих газовых турбин	20-75	5-100	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием в качестве модернизационных пакетов, при наличии таковых	Непрерывный
Существующие газовые турбины	50-90 ⁽¹⁾	3-100	15	Впрыскивание воды или пара или ИКР	Непрерывный
Газовые двигатели					
Новые газовые двигатели	20-75 ⁽²⁾	30-100 ⁽³⁾	15	Концепция бедной газовой смеси с низким выбросом окислов азота и катализатор окисления для СО или ИКР и катализатор окисления для СО	Непрерывный ⁽⁴⁾
Новый газовый двигатель с теплоутилизационным парогенератором в режиме ТЭЦ	20-75 ⁽²⁾	30-100 ⁽³⁾	15	Концепция бедной газовой смеси с низким выбросом окислов азота и катализатор окисления для СО или ИКР и катализатор окисления для СО	Непрерывный ⁽⁴⁾
Существующие газовые двигатели	20-100 ⁽²⁾	30-100 ⁽³⁾	15	С низким выбросом окислов азота	Непрерывный ⁽⁴⁾
1	Представители промышленности и одно государство-член утверждали, что объём воды или пара, который можно впрыснуть в существующую газовую турбину, ограничен. Впрыскивание больших объёмов воды или пара может привести к повреждению компонентов газовой турбины. Поэтому они утверждали, что этот диапазон должен быть заменен 80-120 мг/Нм ³ .				
2	Представители промышленности утверждали, что эти диапазоны не соответствуют подходу ВАТ. В качестве причины указывалось то, что диапазон, приводимый в качестве ВАТ, совпадает с диапазоном, установленным американским методом ЛАЕР (англ. наименьшая достижимая интенсивность выбросов). Представители промышленности рекомендовали применить подход, главенствующую роль в котором играет качество окружающей среды и в котором учитывается среда (городская/сельская местность). Это означает, что уровни ВАТ для малых установок, расположенных в сельской местности, должны быть ниже, чем для крупных установок в городской местности. Представители промышленности утверждали, что 190 мг/Нм ³ (15% О ₂) представляют собой в целом оптимальный уровень выбросов с учётом минимально возможного расхода топлива и несгоревших газообразных выбросов СО, летучих органических углеродов и т.д. двигателей с электрозажиганием и двухтопливных двигателей, работающих в газовом режиме.				
3	Представители промышленности указали на то, что по техническим соображениям (воздействие состава топлива) СО должен быть на уровне 110-380 мг/Нм ³ (15% О ₂), для того, чтобы быть ВАТ. Еще один представитель промышленности утверждал, что диапазоны должны быть изменены следующим образом:				
2	90-190 мг/Нм ³				
3	100 мг/Нм ³ , так как уровни выбросов газовых двигателей, связанные с ВАТ, применимы только в случае сжигания природного газа, но не возобновляемых газов, таких как свалочный газ, биогаз или очистной газ. Более того, они утверждали, что такие уровни создадут недостатки в плане конкурентоспособности на рынке этих газов.				
4	Один представитель промышленности предложил перейти на периодический мониторинг, так как непрерывный мониторинг выбросов двигателей не является общепринятой практикой по отношению к стационарным двигателям внутреннего сгорания.				

Таблица 7.37: BAT сокращения выбросов окислов азота и СО некоторых газовых теплоиспользующих установок

Тип установки	Уровень выбросов, связанный с BAT (мг/Нм ³)		Уровень O ₂ (%)	Варианты BAT для достижения этих уровней	Мониторинг
	NO _x	CO			
Газовые котлы					
Новые газовые котлы	50-100 ⁽¹⁾	30-100	3	Камеры сгорания с низким выбросом окислов азота или ИКР или выборочная некаталитическая редукция (ВНР)	Непрерывный
Существующие газовые котлы	50-100 ⁽²⁾	30-100	3	Камеры сгорания с низким выбросом окислов азота или ИКР или выборочная некаталитическая редукция (ВНР)	Непрерывный
Парогазовые установки					
Новые парогазовые установки без дополнительной работы двигателя (теплоутилизационного парогенератора)	20-50	5-100	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием или ИКР	Непрерывный
Существующие парогазовые установки без дополнительной работы двигателя (теплоутилизационного парогенератора)	20-90 ⁽³⁾	5-100 ⁽⁵⁾	15	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием или впрыскивание воды и пара или ИКР, если на теплоутилизационном парогенераторе уже предусмотрено требуемое место	Непрерывный
Новые парогазовые установки с дополнительной работой двигателя	20-50	30-100	Спец. устан.	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием и камеры сгорания с низким выбросом окислов азота для котла или ИКР или ВНР	Непрерывный
Существующие парогазовые установки с дополнительной работой двигателя	20-90 ⁽⁴⁾	30-100 ⁽⁵⁾	Спец. устан.	Камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием или впрыскивание воды и пара и камеры сгорания с низким выбросом окислов азота для котла или ИКР, если на теплоутилизационном парогенераторе уже предусмотрено требуемое место, или ВНР	Непрерывный
1,2 3	Представители промышленности утверждали, что диапазоны должны быть изменены на: верхний предел до 120 мг/Нм ³ 80-120 мг/Нм ³ , так как газовые котлы зависят от температуры сгорания, типа камеры сгорания, размера котла, поверхностей нагрева, температуры воздуха и коэффициента нагрузки электростанции. Если котёл оборудован рециркуляцией отходящего газа, выбросы окислов азота можно сократить до уровня 100 мг/Нм ³ . Однако оборудование существующего котла рециркуляцией отходящего газа потребует высоких (экономически неэффективных) инвестиционных затрат.				
2	Одно государство-член предложило, чтобы достижимые уровни выбросов, являющиеся BAT для существующих газовых котлов, недавно преобразованных из котлов, работающих на тяжёлом мазуте, в котлы, работающие на природном газе, после их полной модификации и принятия основных мер по сокращению выбросов окислов азота (рециркуляция отходящего газа,				

4	технологическая подготовка топлива и воздуха) были изменены на 10-150 мг/Нм ³ . Представители промышленности указали на то, что из-за камер сгорания, расположенных на крупных вертикальных экранах, используемых для дополнительной работы теплоутилизационного парогенератора, выбросы окислов азота из газовой турбины могут возрасти на 10-20 мг/Нм ³ . Это увеличение обусловлено высокими местными температурами туннельных камер сгорания. Поэтому уровень, связанный с БАТ, в случае дополнительной работы теплоутилизационного парогенератора, должен составлять 80-140 мг/Нм ³ .
3, 4	Одно государство-член утверждало, что верхние уровни БАТ для парогазовых установок мощностью более 50 МВт не могут превышать 80 мг/Нм ³ , а для установок мощностью свыше 200 МВт верхний уровень БАТ должен быть ниже 35 мг/Нм ³ , так как эти уровни уже установлены в качестве ПДВ в данном государстве-члене.
5	Одно государство-член утверждало, что верхние уровни СО для парогазовых установок мощностью более 50 МВт не могут превышать 35 мг/Нм ³ , так как этот уровень уже установлен в качестве ПДВ в данном государстве-члене.

В отношении нефтезаводского газа смотрите документ BREF для нефтеперегонных заводов по переработке нефти и газа. В случае нефтеперегонных заводов по переработке природного газа смотрите также документ BREF для нефтеперегонных заводов по переработке нефти и газа.

7.5.4.1 Загрязнение воды

Газовыми теплоиспользующими установками образуются разные потоки сточных вод (см. главу 1). Для сокращения сбросов в воду и избежания загрязнения воды все меры, представленные в разделе 7.4.4, считаются БАТ.

Невозможно предотвратить образование на электростанции время от времени небольших объёмов воды, загрязнённой маслом (промывочной воды). Колодцев для отделения масла, как правило, достаточно для того, чтобы избежать нанесения ущерба окружающей среде.

Другие технические методы очистки сточных вод, описанные в главе 3, в целом также можно считать БАТ для данного сектора.

7.5.4.2 Остаточные продукты сгорания

Отрасль уже уделяет много внимания утилизации остаточных продуктов сгорания и побочных продуктов вместо их хранения на полигонах для отходов. Следовательно, утилизация и повторное использование являются наилучшим доступным вариантом.

7.5.5 БАТ для теплоиспользующих установок, эксплуатируемых на морском шельфе

В выводах в отношении БАТ для морского сектора учитывается то, что теплоиспользующие установки, эксплуатируемые в море, используются в более сложной и потенциально опасной среде, чем береговые электростанции. Кроме того, высокие затраты, связанные с размерами и массой установки, ведут к значительно более высокой плотности оборудования, чем на берегу. Кроме того, в море обычно используют максимально простые решения, учитывая такие факторы, как масса, расположение, безопасность и надёжность эксплуатации. Поэтому такие технические методы как впрыскивание воды и пара, которые требуют установки качественной очистки сточных вод или ИКР с дополнительным хранением аммиака, не рассматриваются в качестве БАТ для сокращения выбросов окислов азота морских установок.

В целом для новых газовых турбин, эксплуатируемых на морских основаниях, сокращение выбросов окислов азота (NO_x) путем принятия основных мер, таких как камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием, считается БАТ, коль скоро этот технический метод доступен. Уровень выбросов окислов азота, связанный с использованием камер сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием, составляет менее 50 мг/Нм³. Так как стабильность пламени должна

поддерживаться на всем протяжении условий эксплуатации, нецелесообразно поддерживать ступенчатое сжигание малой интенсивности, как, например, в пусковом режиме и при работе при частичной нагрузке. Образование окислов азота в эти периоды не снижается, поэтому возникновение и продолжительность этих периодов следует свести к минимуму.

Модернизация существующих морских газовых турбин значительно более дорогостояща по сравнению с турбинами, расположенными на суше, в связи со стоимостью работ по модификации. Модернизация технологии с использованием камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием ограничена в связи с более высокими затратами и ограниченным местом в турбине для новой магистрали топливной системы и камер сгорания. Модернизация технологии с использованием камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием турбин авиационного типа, часто используемых в море, как правило, значительно сложнее, чем промышленных турбин. Это требует замены всего отсека сгорания, а из-за большего внешнего диаметра отсека сгорания осевая линия газовой турбины смещается. Следовательно, применимость модернизации технологии с использованием камеры сгорания с низким сухим выбросом окислов азота с внутренним смесеобразованием неодинакова на разных основаниях и зависит от типа турбины, сложности, возраста и т.д. Уровень ВАТ для существующих установок должен определяться на индивидуальной основе.