

Категория		Название
НО:	<b>1.А.1</b>	<b>Энергетические отрасли промышленности</b>
ИНЗВ:	<b>01</b>	<b>Сжигание в перерабатывающих отраслях энергетической промышленности</b>
МСОК:		
Версия	<b>Руководство 2009</b>	
Статистика изменений	Редакция: июнь 2010 г. Информацию о предыдущих изменениях см. Журнал регистрации изменений в Руководстве, которое доступно на сайте: <a href="http://eea.europa.eu/emep-eea-guidebook">http://eea.europa.eu/emep-eea-guidebook</a>	

**Основные авторы**

Карло Троцци

**Соавторы (включая лиц, внесших свой вклад в разработку предыдущих версий данной главы)**

Отто Рентц, Дагмар Эртель, Майк Вудфилд и Роберт Стюарт

## Содержание

1	Общие сведения .....	3
2	Описание источников .....	4
2.1	1 А 1 а - Производство электричества и тепла общего пользования.....	4
2.2	1.А.1.б Очистка нефти и нефтепродуктов.....	5
2.3	1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности.....	6
3	1 А 1 а - Производство электричества и тепла общего пользования .....	7
3.1	Методики .....	7
3.2	Выбросы.....	9
3.3	Средства регулирования.....	11
3.4	Методы.....	12
4	1.А.1.б Очистка нефти и нефтепродуктов .....	39
4.1	Методики .....	39
4.2	Выбросы.....	39
4.3	Средства регулирования.....	40
4.4	Методы.....	41
5	1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности .....	53
5.1	Методики .....	53
5.2	Выбросы.....	53
5.3	Средства регулирования.....	54
5.4	Методы.....	54
6	Качество данных .....	59
6.1	Полнота .....	59
6.2	Предотвращение двойного учета с другими секторами .....	59
6.3	Проверка достоверности.....	60
6.4	Разработка согласованного временного ряда и повторный расчет .....	63
6.5	Оценка неопределенности.....	63
6.6	Обеспечение/контроль качества инвентаризации ОК/КК.....	64
6.7	Картирование.....	64
6.8	Отчетность и документация .....	64
7	Глоссарий.....	64
8	Список цитированной литературы .....	65
9	Наведение справок.....	67
	Приложение А. Сводка по установкам для сжигания и кодам НО.....	68
	Приложение В. Дополнительная информация по выбросам и средствам их сокращения....	70
	Приложение С. Содержание серы в топливе .....	78
	Приложение D. Коэффициенты выбросов, полученные из предельно допустимых значений выбросов.....	79
	Приложение Е. Расчет коэффициентов выбросов из концентраций.....	83
	Приложение F. Коэффициенты выбросов из более ранних выпусков Руководства.....	89

## 1 Общие сведения

В этой главе приводится описание методов и данных, необходимых для оценки выбросов в результате вида деятельности, соответствующего по коду НО сектора 1.А.1 Энергетические отрасли промышленности. Этот вид деятельности включает в себя сжигание и переработку топлива для производства энергии, например, электрической или тепловой, когда используемые для этого установки рассматриваются как точечные:

- 1 А 1 а - Производство электричества и тепла общего пользования
- 1.А.1.б — Очистка нефти и нефтепродуктов
- 1.А.1.с — Производство твердого топлива

Информация, приведенная в этой главе, также подходит для оценки выбросов от стационарных установок по сжиганию в пределах иных категорий НО (например, для промышленных установок по сжиганию, сектор 1.А.2). Сжигание в меньших масштабах (обычно < 50 МВт) рассматривается в гл. 1.А.4.

Выбросы, возникающие в результате хранения и транспортировки топлива, остатков от сжигания, исходных материалов, используемых при борьбе с загрязнением, а также остатков после их применения, сюда не включены; они относятся к неконтролируемым выбросам по коду НО 1.В. Сюда также не входит руководство по оценке выбросов, образуемых в процессе сжигания отходов (см. отдельные главы, посвященные сжиганию отходов: 6.С.а, 6.С.б, 6.С.с и 6.С.е). Однако при использовании методов регенерации тепла или производства энергии в процессе мусоросжигания этот выброс следует приводить в отчете для соответствующей категории видов деятельности 1.А.1.

Диапазон видов деятельности, относящихся к гл. 1.А, приводится далее в разделе 2; информация по секторам, которые включают в себя деятельность по сжиганию, приводится в приложении А.

Диапазон видов деятельности, относящихся к гл. 1.А, приводится далее в разделе 2; информация по секторам, которые включают в себя деятельность по сжиганию, приводится в приложении А.

Наиболее важные с точки зрения учета, загрязняющие вещества, выбрасываемые в атмосферу в результате этих видов деятельности, приводятся в табл. 1.

**Таблица 1-1. Загрязняющие вещества, потенциально подходящие для видов деятельности по сжиганию по Категории 1.А.1, которая рассматривается как ключевая**

Источник выброса	Вещество													
	Твердые частицы (общее число твердых взвешенных частиц (TSP))	PM10	PM2.5	Окислы серы	Окислы азота	Окислы углерода	Хлористый водород, фторид	Легучие органические соединения	Металлы (за исключением ртути и кадмия) и их соединения	Ртуть, кадмий	ПАУ (полиароматические углеводороды)	Диоксины, ПХБ, ГХБ	Аммиак	Сероводород
Котлов и печей	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Газовых турбин	X	X	X	X	X	X	X	X						
Дизельных установок	X	X	X	X	X	X	X	X			X			
Деятельности по переработке	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X		X	X
Коксовых печей	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X

## 2 Описание источников

### 2.1 1 А 1 а - Производство электричества и тепла общего пользования

Этот вид деятельности включает в себя выбросы от установок для сжигания, рассматриваемых как точечные источники. В общем случае этой деятельности соответствуют выбросы от более крупных установок по сжиганию (> 50 МВтт). В рамках Евросоюза, в соответствии с директивами о крупных установках для сжигания (LCPD, 2001/80/ЕС) и предотвращению и контролю комплексного загрязнения (IPPCD, 96/61/ЕС), при составлении отчета по выбросам установок для сжигания применяются различные критерии [ЕС-LCPD, 2001; ЕС-IPPCD, 1996].

Выбросы, учитываемые при этом виде деятельности, осуществляются в результате управляемого процесса сжигания (выбросы котлов, печей, газовых турбин или стационарных двигателей) и главным образом характеризуются типом используемого топлива. Кроме того, категоризацию источников выбросов при сжигании можно разработать исходя из размеров и типов установок, а также из первичных или вторичных мер сокращения выбросов. Например, используется твердое, жидкое или газообразное топливо и предпринимается целый ряд мер по снижению выбросов (например, контроль за PM, SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>).

Выбросы от предприятий, производящих энергию для своих нужд (государственные или частные предприятия, которые производят электричество/тепло целиком или частично для поддержания основного вида деятельности, далее – автономные предприятия) должны быть отнесены к сектору, в котором они были получены, а не к сектору 1.А.1.а.

При многочисленных видах деятельности завода и взаимосвязей между ними может и не быть четкого разграничения между автономными предприятиями и предприятиями, основной вид деятельности которых связан именно с производством энергии. Наиболее важная проблема состоит в том, чтобы все объекты были учтены в наиболее подходящих для них категориях, полностью и согласованным образом. Дополнительная информация по автономным предприятиям приводится в нормативах IPCC 2006 [IPCC, 2006]: [www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm).

В зависимости от конкретного приложения можно применить ряд технологических схем для тех или иных видов деятельности. Типичные технологические схемы приведены на рис. 2-1, 2-2 и 2-3.



Рис. 2-1. Схема технологического процесса для ТЭЦ, основанная на IPCC

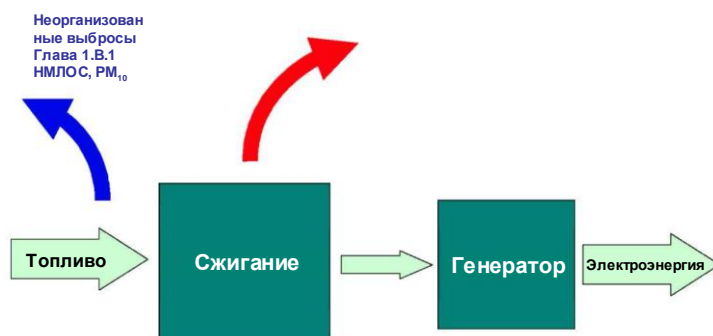


Рис. 2-2. Схема технологического процесса для электростанции, основанная на ИРСС



Рис. 2-3. Схема технологического процесса для комбинированной установки, производящей электроэнергию и тепло, основанная на ИРСС

## 2.2 1.А.1.в Очистка нефти и нефтепродуктов

Этот вид деятельности включает в себя выбросы от процессов производства и сжигания при очистке. Процессы сжигания включают нагревание сырой нефти и нефтепродуктов без прямого контакта продуктов с пламенем. Деятельность по сжиганию, как правило, аналогична видам деятельности, описанным в 1.А.1.а, но включает в себя такие топлива, как нефтезаводской газ. Процессы производства, такие как термический крекинг и каталитическая регенерация, а также стравливание, сжигание в факеле и неорганизованные выбросы, рассматриваются в главах, относящихся к 1.В.2.

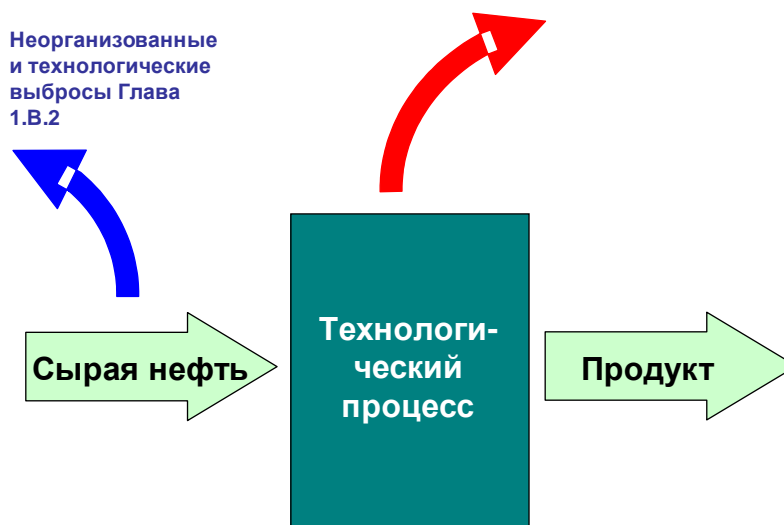


Рис. 2-4. Схема технологического процесса для нефтепереработки, основанная на IPCC

### 2.3 1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности

Обратите внимание, что добыча угля и его первичная обработка приведены в главе 1.В. К категории 1.А.1.с относится деятельность по изготовлению кокса и выбросы, связанные с горением в коксовой печи. Неорганизованные выбросы от (например) гашения (отжига) и утечки через дверь, рассмотрены в главе 1.В. Основное использование кокса приходится на производство железа и стали.

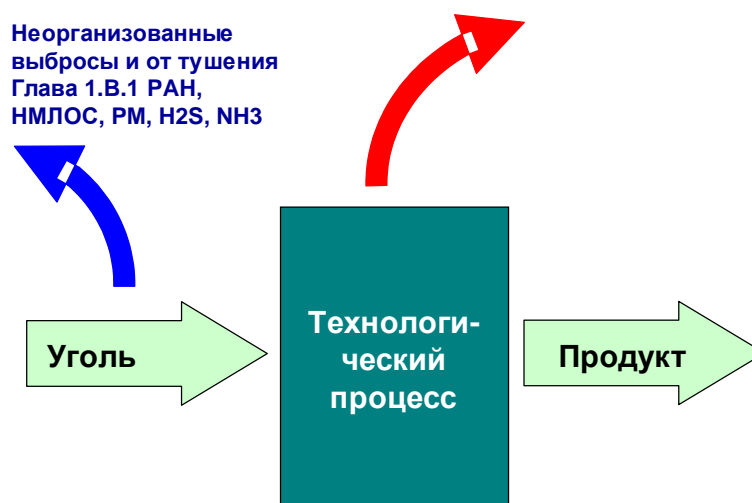


Рис. 2-5. Схема технологического процесса для изготовления кокса, основанная на IPCC Рис. 2.3. в главе Отрасли энергетической промышленности

## 3 1 А 1 а - Производство электричества и тепла общего пользования

### 3.1 Методики

Подробное изложение методик, используемых при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, можно найти в примечании к Наилучшим доступным технологиям (BREF) для энергетических установок [Европейское бюро по контролю и предотвращению комплексного загрязнения (EIPPCB), 2006] и в Руководстве по коэффициентам выбросов Агентства по охране окружающей среды США (USEPA) (USEPA, AP-42). Обычно размер установки этой категории НО превышает 50 МВт; руководство по оценке выбросов от менее крупных установок можно найти в гл. 1.А.4.

Некоторые общие детали технологий приводятся здесь, но, несмотря на относительно небольшое число установок, существует большой диапазон типов топлива, технологий их сжигания и используемых мер по ограничению выбросов.

#### 3.1.1 Сжигание угля и других видов топлива из твердых минералов

Уголь широко используется в форме пылеугольного топлива в тангенциальных печах, в печах с горелками, расположенными на стенке, а также с горелками, ориентированными вниз. Стационарный котел с сухим золоудалением (DBW) обычно имеет температуру горения  $900 \div 1200$  °С, что приводит к выгрузке из камеры горения сухой золы. Этот тип котла в основном используется для сжигания твердого и бурого угля/лигнита и используется во всей Европе.

Стационарный котел с мокрым золоудалением (WBW) обычно имеет температуру горения, превышающую 1400 °С, что ведет к разгрузке жидкого расплавленного шлака из камеры горения. Этот тип котлов используется для каменного угля с низким содержанием летучих компонентов и в основном применяется в Германии.

При сжигании в псевдооживленном слое (FBC) горение топлива происходит с помощью впрыскивания воздуха для горения через нижнюю часть котла в турбулентный слой. Обычно относительно низкие выбросы достигаются за счет перемещения воздуха, добавления известняка и низкой температуры горения, приблизительно в 750–950 °С. FBC особенно подходит для угля с высоким содержанием углекислого калия. Только несколько крупных установок для сжигания оснащены технологией FBC; в этой категории мощности  $\geq 300$  МВт, в основном, используются установки горения в циркулирующем псевдооживленном слое (CFBC). Другие типы печей используют также технологию горения на решетке (GF), но они обычно сравнительно небольшого размера.

#### 3.1.2 Сжигание биомассы

Сжигание биомассы (соломы, древесины, биогаза и т.п.) приобретает все большее значение для стран, которые стремятся к использованию возобновляемых или не оказывающих вредное воздействие на окружающую среду источников энергии. Совместное сжигание с другим топливом предпринимается на многих типах установок по сжиганию, но установки, сжигающие только биомассу, обычно используют FBC (чаще CFBC) и системы для горения с использованием решеток (GF).

#### 3.1.3 Сжигание торфа

Сжигание торфа используется в нескольких странах и в основном осуществляется с применением измельченного торфа в FBC на современных объектах, но используются также и другие технологии.

### **3.1.4 Сжигание газа и нефти**

#### ***Котлы и печи***

Эти технологии используются в диапазоне от относительно небольших жаротрубных котлов (производительность до 20 МВт) до крупных водотрубных котлов с мощностью до 2000 МВт.

#### ***Газовые турбины***

Газовые турбины устанавливаются с тепловой мощностью в диапазоне от нескольких сот кВт до 1000 МВт. В основном используются такое газообразное топливо, как природный газ или, в некоторых случаях, технологический газ или продукты газификации. Используются также жидкое топливо, как легкие дистилляты (например, лигроин, керосин или газойль), но применение жидкого топлива ограничивается специфическими областями или как резервное топливо.

Газовые турбины имеют авиационную конструкцию (в основе которой - конструкция многовальная установки, заимствованной у авиационных двигателей) или конструкцию промышленных мощных газовых турбин, в основе которых - одновальная конструкция. Газовые турбины для производства электроэнергии могут иметь открытый (простой) цикл, но чаще устанавливаются как часть турбины с парогазовым циклом (CCGT). В установках CCGT парогенератор с рекуперацией тепла (HRSG) используется для восстановления отходящего тепла от сгоревших газов, обеспечивая пар для вращения паровой турбины, которая приводит в действие генератор переменного тока, производя больше электроэнергии. Результирующий коэффициент полезного действия современных CCGT превышает 50 %.

Газовые турбины часто используются на теплоэлектростанциях, при этом газовая турбина непосредственно соединяется с электрогенератором и энергия от горячих выходящих газов регенерируется в подходящем HRSG (котле) или используется напрямую (например, для сушки). Для дополнительного подогрева отработавших газов обычно используются вспомогательные горелки.

Газовые турбины, использующие комбинированный цикл производства электроэнергии из газифицированного угля (IGCC), применяют топливный газ из угля. Обратите внимание, что для установок IGCC единственным имеющим отношение к выбросам элементом является газовая турбина.

#### ***Стационарные двигатели***

К стационарным двигателям относятся двигатели с искровым зажиганием и двигатели с воспламенением от сжатия (2- и 4-тактные) с электрической мощностью на выходе от 100 кВт до более 20 МВт. Оба типа представляют значимые источники выбросов. Подобные модули обычно используются как обособленные генераторы (находящиеся вдали от питающей электросети), в небольших комбинированных тепло- и электроустановках (CHP), или для совместного получения тепловой и электрической энергии, а также в качестве резервного или аварийного источника питания.



## 3.2 Выбросы

Доля выбросов от установок для сжигания (рассматриваемых как точечные источники) среди суммарных выбросов, приведенная в отчетах различных стран по Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния (CLRTAP), включенная в базу данных выбросов (WebDab) <sup>(1)</sup>, приводится в табл. 3-1:

**Таблица 3-1. Доля (%) выбросов от производства тепла и электричества общего пользования среди суммарных выбросов из базы данных WebDab2005**

Код НО	Дата	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	НМЛОС	СО	NH <sub>3</sub>	PM10	PM2.5	ОКВЧ
1.А.1.а — Производство электричества и тепла общего пользования	Число подотчетных стран	34	35	34	33	33	33	34	33
	Минимально достижимое значение	1,4	0,6	0,1	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0
	Обычная доля	45,0	22,5	2,6	1,6	0,4	11,0	12,3	11,3
	Максимальное значение	95,2	95,0	19,2	5,9	11,1	56,9	64,5	48,4

Основные загрязняющие вещества описаны ниже, а подробные сведения приведены (из предыдущей редакции Руководства) в приложении В.

### *Окислы серы*

При отсутствии технологии десульфуризации отходящих газов (FGD) выбросы окислов серы (SO<sub>x</sub>) напрямую связаны с содержанием серы в топливе. Содержание серы в природном газе после его очистки значительно мало. Основной долей SO<sub>x</sub> является двуокись серы (SO<sub>2</sub>), хотя могут проявляться также небольшие доли серного газа (SO<sub>3</sub>).

### *Окислы азота*

Выбросы окислов азота (окиси азота и двуокиси азота — NO<sub>x</sub>) появляются из азота в топливе (в основном, имеющие значение для твердого и жидкого топлива) и от взаимодействия с атмосферным азотом. Регулирование процесса горения может обеспечить высокую степень сокращения выбросов NO<sub>x</sub> (технология горелки с низким выбросом NO<sub>x</sub>) и это может быть дополнено применением технологии селективного каталитического восстановления (SCR) или селективного некаталитического восстановления (SNCR).

### *Неметановые летучие органические соединения (НМЛОС)*

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), например, олефинов, кетонов, альдегидов появляются в результате неполного сжигания. Кроме того, могут выбрасываться непрореагировавшие топливные компоненты, такие как этан (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>). Выбросы НМЛОС и CH<sub>4</sub> из котлов, которые часто приводятся вместе как ЛОС (летучие органические соединения), очень незначительны для крупных установок для сжигания. Выбросы ЛОС обычно уменьшаются с увеличением производственных мощностей (Rentz et al, 1993).

### *Окись углерода (СО)*

Окись углерода (СО) всегда появляется как промежуточный продукт процесса горения и особенно при субстехиометрических условиях. Однако выброс СО от установок для сжигания не настолько большой по сравнению с СО<sub>2</sub>. Механизмы образования СО и ЛОС аналогичным образом определяются условиями горения. Существенные выбросы СО могут иметь место, если условия горения являются неподходящими.

<sup>(1)</sup> Можно посмотреть здесь: <http://webdab.emep.int/>

***Аммиак (NH<sub>3</sub>)***

Выбросы аммиака (NH<sub>3</sub>) обычно не связаны с процессом горения; они могут быть обусловлены незавершенной реакцией NH<sub>3</sub>, добавляемого в системы ограничения выбросов NO<sub>x</sub> — селективного каталитического и некаталитического восстановления (SCR и SNCR).

***Твердые частицы***

Выбросы твердых частиц (PM) от крупных установок (> 50 МВт) по сжиганию твердого топлива обычно ниже, чем выбросы от более мелких установок (в расчете на единицу вырабатываемой энергии); физические и химические характеристики PM также могут быть различными. Это связано с различными технологиями горения и ограничения выбросов.

Горение топлива может создавать твердые остатки, которые осаждаются внутри камеры горения (зольный остаток в печи) печи, на поверхностях котла или трубопровода (зольная пыль) или на поверхности теплообменника (копоть и зольная пыль). Уголь и другое топливо со значительным содержанием золы обеспечивают максимальные выбросы PM. Взвешенная зола в выходящих газах может быть удержана с помощью системы по ограничению выброса частиц или другим аналогичным оборудованием (ограничения остатков после сгорания).

Материалы, которые остаются в отработавших газах после оборудования по ограничению выбросов и проникают в атмосферу, в основном относятся к PM. Вторичные PM образуются в химических и физических процессах после их выброса в атмосферу, и здесь рассматриваться не будут.

***Металлы***

Большая часть рассматриваемых тяжелых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn и V) обычно выбрасывается в виде соединений (например, окислов, хлоридов) вместе с частицами. Только Hg и Se, по крайней мере, частично представлены в парообразном состоянии.

Содержание тяжелых металлов в угле обычно на порядок выше, чем в нефти (изредка за исключением Ni и V в тяжелом дизельном топливе) и в природном газе. Для природного газа имеют значение только выбросы ртути. При горении угля проходит целый ряд изменений, которые приводят к выпариванию летучих элементов. Степень выпаривания соединений тяжелых металлов зависит от характеристик топлива (например, их концентрации в угле, доли неорганических компонентов, таких как кальций) и от технологических характеристик (например, тип котла, режим работы).

***Метан (CH<sub>4</sub>)***

Обратитесь к руководству МГЭИК.

***Двуокись углерода (CO<sub>2</sub>)***

Обратитесь к руководству МГЭИК.

***Закись азота (N<sub>2</sub>O)***

Обратитесь к руководству МГЭИК.

### 3.3 Средства регулирования

Подробные сведения относительно значимых технологий сокращения выбросов установок для сжигания приведены в примечании к BREF для крупных установок для сжигания (<http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>); некоторые сведения по методам сокращения выбросов NO<sub>x</sub> и SO<sub>2</sub> приводятся в приложении В. Значимые технологии снижения выбросов для отдельных загрязняющих веществ кратко описаны далее.

#### 3.3.1 Окислы серы

В этом случае применяются методы снижения, реализуемые прямо в печи и использующие добавление абсорбента (обычно известняк). Применение таких систем достаточно распространено в ФВС, где известняк можно добавлять в нижний слой и повторно ее использовать.

Чаще применяется десульфуризация отработавшего газа, образуемого после сжигания, которая предназначена для удаления из него SO<sub>2</sub>. Большая часть процессов, таких как применение влажной очистки газа (WS), впрыскивание сорбента для сушки (SDA), добавление сухого сорбента (DSI) и процесс Walther (WAP) основываются на реакции SO<sub>2</sub> с щелочным реагентом, добавляемым в твердом виде или в виде суспензии/раствора в воду для образования соответствующих солей. Во вторичных реакциях удаляются SO<sub>3</sub>, фториды и хлориды. В некоторых процессах SO<sub>2</sub> восстанавливается в виде серы или серной кислоты. Применение процессов FGD также способствует сокращению выбросов частиц и металлов. Наиболее распространенные технологии описываются ниже.

##### *Мокрая очистка газа (WS) известью/известняком*

Загрязняющие вещества удаляются из отработавшего газа химическими реакциями с применением щелочного шлама (суспензии соединений кальция в воде). Основным продуктом этих реакций является гипс. Процесс WS представляет собой основную технологию, используемую в оборудованных FGD электрогенераторах, устанавливаемых в странах, входящих в Европейскую Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Эти технологии используются на установках по сжиганию каменного угля, бурого угля и топлива с содержанием серы от 0,8 до более чем 3,0 (массовых) %. Эффективность восстановления SO<sub>2</sub> превышает 90 %.

##### *Сушилка, распыляющая сорбент (полусухой) (SDA)*

Процесс SDA удаляет загрязняющие компоненты из отработавшего газа в установках по сжиганию органического топлива с помощью впрыскивания шлама Ca(OH)<sub>2</sub>. Этот процесс формирует сухой побочный продукт, который требует сбор ПМ в направлении потока отработавших газов. Эффективность восстановления SO<sub>2</sub> превышает 90 %.

##### *Добавление сухого сорбента (DSI)*

Процесс DSI основывается на реакции газов/твердых частиц в отработавшем газе и сухого сорбента (обычно применяют известняк, на некоторых небольших установках используют бикарбонат натрия, NaHCO<sub>3</sub>).

#### 3.3.2 Окислы азота

##### *Первичные меры*

Первичные меры минимизируют образование NO<sub>x</sub> в печи или камере горения и включают в себя горелки с низким уровнем образования NO<sub>x</sub> (LNB) с зональным распределением воздуха, повторное использование отработавшего газа, острое дутье в топках, повторное сжигание, впрыскивание воды/пара и аналогичные им технологии. Эти меры можно использовать для модернизации уже существующих котлов, тем самым обеспечивая переменную степень восстановления NO<sub>x</sub>. Современные газовые турбины могут обеспечивать очень низкий

уровень выброса  $\text{NO}_x$  за счет использования технологии горелки, работающей на обезвоженном топливе с низким выбросом  $\text{NO}_x$  (DLN) без применения вторичных мер.

#### ***Вторичные меры — процессы денитрификации***

Основным методом снижения выбросов окислов азота является селективное некаталитическое восстановление (SNCR) и селективное каталитическое восстановление (SCR). Снижение содержания окислов азота в отработавшем газе основывается на избирательной реакции  $\text{NO}_x$ . Процесс SNCR включает в себя впрыскивание аммиака или мочевины в область вблизи топки. Сокращение выбросов при использовании SNCR может быть ограниченным (не более 50 %) и его эффективность ниже, чем при использовании SCR. Система SCR основывается на избирательных реакциях с впрыскиваемыми добавками в присутствии катализатора. В качестве добавок обычно используют аммиак (газообразный и в растворе), но также и мочевину. Эффективность восстановления  $\text{NO}_x$  может быть в диапазоне 70 ÷ 90 %.

### **3.3.3 Твердые частицы**

Основной используемый метод снижения выбросов твердых частиц состоит в применении электростатического осаждения (EP); однако также используются и матерчатые фильтры (FF). Удаление частиц приводит еще и к снижению выбросов большей части тяжелых металлов, поскольку они, в основном, представлены в виде твердых частиц. Как современные методы EP, так и FF могут считаться наилучшими из доступных методов (BAT), но следует иметь в виду, что эффективность EP может значительно зависеть от того, какое используется оборудование, устаревшее или современное. Метод FGD может быть также эффективен для сокращения твердых частиц PM; системы DSI и SDA часто применяют FF для удаления сорбента и твердых частиц; системы мокрой очистки газов также могут достигать уровня BAT в отношении снижения выбросов твердых частиц. Мультициклонные устройства пылеулавливания устанавливаются на небольших, более старых установках для сжигания или в начальной стадии обработки.

## **3.4 Методы**

### **3.4.1 Выбор метода**

На рис. 3-1 представлена процедура выбора метода для оценки выбросов при сжигании в отраслях энергетической и перерабатывающей промышленности. Используются следующие основные процедуры:

- Если доступна подробная информация, необходимо ее использовать;
- Если категория источников является ключевой категорией, применяется Уровень 2 или лучший метод, кроме того собираются подробные входные данные. Дерево решений направляет пользователя в таких случаях к методу Уровня 2, так как предполагается, что легче получить необходимые входные данные для данного подхода, чем собрать данные уровня объекта для оценки Уровня 3. Однако составителю инвентаризации следует иметь в виду, что из-за сравнительно небольшого числа источников во многих случаях данные, необходимые для метода Уровня 3, может оказаться получить несколько сложнее, чем для метода Уровня 2;
- Подробный процесс моделирования в явном виде не содержится в данном дереве принятия решений. Однако детальное моделирование обычно выполняется на уровне установки и результаты такого моделирования можно видеть в 'данных по производственному объекту' (Уровень 3) на дереве решений.

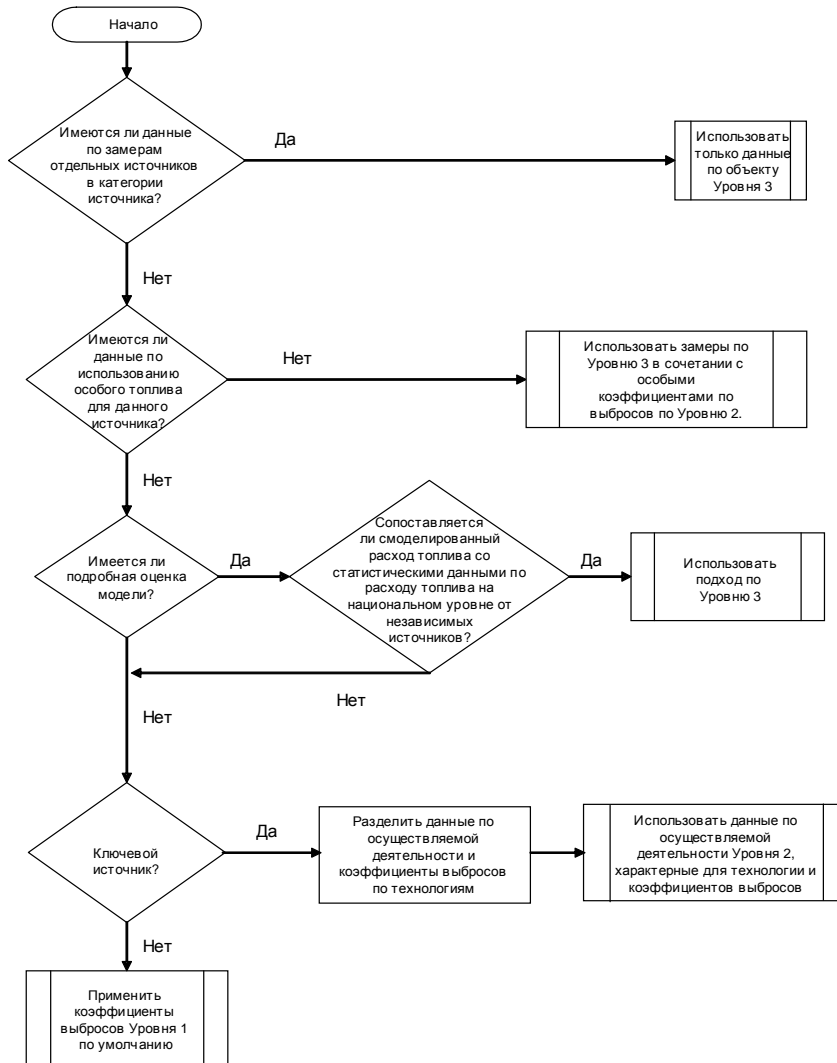


Рис. 3-1. Дерево решений для сжигания в перерабатывающих отраслях энергетической промышленности

### 3.4.2 Подход по умолчанию Уровня 1

#### 3.4.2.1 Алгоритм

В подходе Уровня 1 для выбросов от сжигания используется общее уравнение:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{потребление топлива}} \times EF_{\text{загрязнитель}} \quad (1)$$

$E_{\text{загрязнитель}}$  ежегодные выбросы загрязняющего вещества

$EF_{\text{загрязнитель}}$  коэффициент выбросов этого вещества

$AR_{\text{потребление топлива}}$  деятельность, характеризующаяся потреблением топлива

Это уравнение применяется на национальном уровне, используя ежегодное национальное потребление топлива (детализированное по типам топлива). Информация по потреблению топлива, подходящая для оценки выбросов при использовании упрощенной методики, доступна из статистических ежегодников ООН или национальной статистики.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 предполагают использование средней или типичной технологии и мер сокращения выбросов.

В тех случаях, когда учитываются вполне определенные технологии сжигания и меры по сокращению выбросов, метод Уровня 1 применять нельзя, и тогда следует воспользоваться методом Уровня 2 или Уровня 3. Подробные сведения по способам и эффективности сокращения выбросов  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_2$  приводятся в приложении В.

### 3.4.2.2 Коэффициенты выбросов (EF) по умолчанию Уровня 1

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1, получены из доступных данных и информации, которая была получена для ключевых топливных групп (табл. 3-2), приведены в табл. 3-3 – 3-9.

**Таблица 3-2. Классификация топлива по Уровню 1**

Тип топлива по Уровню 1	Связанные с этим типом другие виды топлива
Каменный уголь	Коксующийся уголь, другой битуминозный уголь, полубитуминозный уголь, кокс, «запатентованное» промышленное топливо
Бурый уголь	Лигнит, битумный сланец, «запатентованное» промышленное топливо, торф
Природный газ	Природный газ
Генераторные газы	Газ из газового дегтя, коксовый газ, доменный газ
Тяжелое дизельное топливо	Остаточный нефтепродукт, сырье нефтепереработки, нефтяной кокс
Другое жидкое топливо	Газойл, керосин, нефтя, природный сжиженный газ, сжиженный нефтяной газ, оримутьсия, битум, сланцевое масло, нефтезаводской газ
Биомасса	Древесина, древесный уголь, отходы овощей (с/х)

Коэффициенты выбросов, приведенные в табл. 3-3 – 3-9, были получены из доступных источников с учетом результатов их оценок, которые были включены в предыдущей редакции этого Руководства, включая более свежую информацию из документов BREF по наилучшим технологиям, используемым на крупных установках для сжигания (Европейская Комиссия, 2006). Коэффициенты выбросов группируются по основным типам топлив. При отсутствии подробных данных по сравнительному использованию различных технологий сжигания или сокращения выбросов, которые различны в разных странах, предложенные коэффициенты представляют собой среднее значение для всего диапазона используемых технологий при 95 % доверительном интервале по выбросам в рассматриваемом секторе. Эти коэффициенты будут представлять очень широкий диапазон технологий сжигания и соответствующих им вопросов; но они не представляют ВАТ и не относятся к неослабленным выбросам.

Обратите внимание, что коэффициенты выбросов  $\text{NO}_x$  выражаются как коэффициенты выбросов  $\text{NO}_2$  и что соответствующие коэффициенты для PCDD/F представляются как эквивалент токсичности I-TEQ (NATO).

Коэффициенты выбросов для окислов серы приведены в таблицах Уровня 1, но они предполагают отсутствие мер по ограничению выбросов  $\text{SO}_2$  и вполне определенное содержание серы в топливе. В тех случаях, когда страны не имеют FGD и известно содержание серы в топливе, то им рекомендуется рассчитывать коэффициент выброса окислов серы исходя из известного содержания серы, предполагая 100 % переход в  $\text{SO}_2$  и без мер по удержанию в золе.

$$EF_{\text{SO}_2} = [S] \times 20,000 / CV_{\text{низш}}$$

где:

$EF_{\text{SO}_2}$  коэффициент выброса  $\text{SO}_2$  (г/ГДж)

[S] содержание серы в топливе (массовая доля, %)

$CV_{\text{низш}}$  CV топлива (ГДж/т, низшая теплота)

Для коэффициентов выброса при сжигании отходов следует обратиться к гл. 6.С.а, 6.С.б и 6.С.с, в зависимости от типа отходов, которые подлежат сжиганию.

**Таблица 3-3. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании каменного угля**

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
1.А.1.а		Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Каменный уголь				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SСCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	310	г/ГДж	70	700	US EPA 1998, глава 1.1; среднее значение при сжигании битуминозного угля
CO	150	г/ГДж	5.8	1000	US EPA 1998, глава 1.1; среднее значение при сжигании битуминозного угля
НМЛОС	1.2	г/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
SO <sub>x</sub>	820	г/ГДж	300	5000	См. примечание
ОКВЧ	30	г/ГДж	3.0	300	US EPA 1998, глава 1.1
PM <sub>10</sub>	20	г/ГДж	2.0	200	US EPA 1998, глава 1.1
PM <sub>2.5</sub>	9	г/ГДж	0.9	90	US EPA 1998, глава 1.1
Pb	8.1	мг/ГДж	4.9	11.4	US EPA 1998, глава 1.1
Cd	1.0	мг/ГДж	0.6	1.4	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.6	мг/ГДж	1.0	2.3	US EPA 1998, глава 1.1
As	8.0	мг/ГДж	4.8	11	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	5.0	мг/ГДж	3.0	7.1	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	4.8	мг/ГДж	0.2	16	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Ni	5.4	мг/ГДж	3.3	7.6	US EPA 1998, глава 1.1
Se	25	мг/ГДж	15	35	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	19	мг/ГДж	0.39	155	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
ПХБ	170	мкг/ГДж	85	260	Kakareka et. al (2004)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Benzo(a)pyrene	0.7	мкг/ГДж	0.3	2.2	US EPA 1998, глава 1.1
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	1.2	мкг/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	0.62	мкг/ГДж	0.3	0.9	Руководство (2006)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

ОКВЧ основывается на AP-42 и предполагает 20 % содержание золы и выбросы твердых частиц из твердого минерального топлива, обычно аналогичных углю.

Таблица 3-4. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании бурого угля

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Бурый уголь				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	360	г/ГДж	70	700	US EPA 1998, глава 1.7; среднее значение при сжигании лигнита
CO	113	г/ГДж	6.1	1100	US EPA 1998, глава 1.7
НМЛОС	1.7	г/ГДж	0.8	3.4	US EPA 1998, глава 1.7
SO <sub>x</sub>	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	30	г/ГДж	3	300	US EPA 1998, глава 1.7
PM <sub>10</sub>	20	г/ГДж	2	200	US EPA 1998, глава 1.7
PM <sub>2.5</sub>	9	г/ГДж	0.9	90	US EPA 1998, глава 1.7
Pb	18	мг/ГДж	11	25	US EPA 1998, глава 1.7
Cd	2.1	мг/ГДж	1.3	3.0	US EPA 1998, глава 1.7
Hg	3.5	мг/ГДж	2.1	4.9	US EPA 1998, глава 1.7
As	17	мг/ГДж	10	24	US EPA 1998, глава 1.7
Cr	11	мг/ГДж	6.6	15	US EPA 1998, глава 1.7
Cu	0.3	мг/ГДж	0.1	0.8	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Ni	12	мг/ГДж	7.1	16	US EPA 1998, глава 1.7
Se	55	мг/ГДж	33	76	US EPA 1998, глава 1.7
Zn	4.5	мг/ГДж	0.5	17	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Benzo(a)pyrene	1.6	мкг/ГДж	0.5	4.8	US EPA 1998, глава 1.7
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	2.6	мкг/ГДж	1.3	5.1	US EPA 1998, глава 1.7

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

ОКВЧ основывается на AP-42 и предполагает 20 % содержание золы и выбросы твердых частиц из твердого минерального топлива, обычно аналогичных углю.



Таблица 3-5. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании природного газа

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
1.А.1.а		Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Природный газ				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	89	г/ГДж	16	180	US EPA 1998, глава 1.4
CO	39	г/ГДж	20	60	US EPA 1998, глава 1.4
НМЛОС	1.5	г/ГДж	0.8	6.0	US EPA 1998, глава 1.4
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.2	0.4	US EPA 1998, глава 1.4
ОКВЧ	0.9	г/ГДж	0.4	1.3	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>10</sub>	0.9	г/ГДж	0.4	1.3	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>25</sub>	0.9	г/ГДж	0.4	1.3	US EPA 1998, глава 1.4
Pb	0.2	мг/ГДж	0.1	0.7	US EPA 1998, глава 1.4
Cd	0.5	мг/ГДж	0.2	1.5	US EPA 1998, глава 1.4
Hg	0.10	мг/ГДж	0.05	0.15	van der Most & Veldt 1992
As	0.09	мг/ГДж	0.03	0.3	US EPA 1998, глава 1.4
Cr	0.7	мг/ГДж	0.2	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Cu	0.4	мг/ГДж	0.2	0.8	US EPA 1998, глава 1.4
Ni	1.0	мг/ГДж	0.5	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Se	0.01	мг/ГДж	0.004	0.03	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	14	мг/ГДж	4.5	40	US EPA 1998, глава 1.4
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	0.5	нг I-TEQ/ГДж	0.25	0.75	UNEP (2005); Легкое дистиллятное топливо/котлы, работающие на природном газе
Benzo(a)pyrene	0.6	мкг/ГДж	0.2	1.7	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(b)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	2.5	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(k)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	2.5	US EPA 1998, глава 1.4
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.8	мкг/ГДж	0.3	2.5	US EPA 1998, глава 1.4

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент выброса для PCDD/F применим для легкого дистиллятного топлива и природного газа, используемого в котлах электростанций, но основывается в основном на данных по сжиганию нефти. UNEP также приводит весьма ограниченные данные по сжиганию газа в промежутке 0,02 ÷ 0.03 нг TEQ/ГДж для котлов, работающих на природном газе.

Таблица 3-6. Коэффициенты выброса Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании генераторных газов

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Генераторные газы				
Не оценено	PCB, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCC				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	140	г/ГДж	90	350	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
CO	10	г/ГДж	0.1	65	CORINAIR90
НМЛОС	2.5	г/ГДж	1	10	CORINAIR90
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.2	0.4	US EPA 1998, глава 1.4
NH <sub>3</sub>	0.9	г/ГДж	0.4	1.3	CORINAIR90
ОКВЧ	5	г/ГДж	2.5	7.5	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	5	г/ГДж	2.5	7.5	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>2.5</sub>	5	г/ГДж	2.5	7.5	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	0.2	мг/ГДж	0.1	0.7	US EPA 1998, глава 1.4
Cd	0.5	мг/ГДж	0.2	1.5	US EPA 1998, глава 1.4
Hg	0.1	мг/ГДж	0.04	0.4	US EPA 1998, глава 1.4
As	0.09	мг/ГДж	0.03	0.3	US EPA 1998, глава 1.4
Cr	0.7	мг/ГДж	0.2	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Cu	0.4	мг/ГДж	0.2	0.8	US EPA 1998, глава 1.4
Ni	1.0	мг/ГДж	0.5	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Se	0.01	мг/ГДж	0.004	0.03	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	14	мг/ГДж	4.5	40	US EPA 1998, глава 1.4
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	0.5	нг I-TEQ/ГДж	0.25	0.75	UNEP (2005); Легкое дистиллятное топливо/котлы, работающие на природном газе
Benzo(a)pyrene	0.6	мкг/ГДж	0.2	1.7	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(b)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	2.5	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(k)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	2.5	US EPA 1998, глава 1.4
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.8	мкг/ГДж	0.3	2.5	US EPA 1998, глава 1.4

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициенты для тяжелых металлов основываются на данных USEPA для природного газа.

Коэффициент выброса для PCDD/F предполагается применимым для легкого дистиллятного топлива и природного газа, используемого в котлах электростанций, но основывается в основном на данных по сжиганию нефти. UNEP также сообщает ограниченные данные для сжигания газа в промежутке 0,02 ÷ 0.03 нг TEQ/ГДж для котлов, работающих на природном газе.

Таблица 3-7. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании тяжелого дизельного топлива

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Тяжелое дизельное топливо				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	215	г/ГДж	150	300	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
CO	5	г/ГДж	3	7	US EPA 1998, глава 1.3
НМЛОС	0.8	г/ГДж	0.48	1.28	US EPA 1998, глава 1.3
SO <sub>x</sub>	485	г/ГДж	150	1700	См. примечание
ОКВЧ	25	г/ГДж	8	75	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	18	г/ГДж	6	55	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>2.5</sub>	13	г/ГДж	4	40	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	4.9	мг/ГДж	2.4	10	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.3	мг/ГДж	0.6	3.0	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	0.4	мг/ГДж	0.2	1.0	US EPA 1998, глава 1.3
As	4.3	мг/ГДж	2.1	8.5	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	2.7	мг/ГДж	1.4	5.5	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	5.7	мг/ГДж	2.8	11	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	273	мг/ГДж	140	550	US EPA 1998, глава 1.3
Se	2.2	мг/ГДж	1.1	4.4	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	94	мг/ГДж	47	190	US EPA 1998, глава 1.3
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	2.5	нг I-TEQ/ГДж	1.3	3.8	UNEP (2005); Котлы, работающие на тяжелом топливе
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	6.9	мкг/ГДж	3.5	14	US EPA 1998, глава 1.3

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

**Таблица 3-8. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании жидкого топлива**

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Другие виды жидкого топлива				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, СССР				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	180	г/ГДж	20	440	CORINAIR90
CO	15	г/ГДж	10	310	CORINAIR90
НМЛОС	0.8	г/ГДж	0.48	1.28	US EPA 1998, глава 1.3
SO <sub>x</sub>	460	г/ГДж	40	1600	См. примечание
ОКВЧ	3	г/ГДж	1	9	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	2	г/ГДж	0.7	6	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>25</sub>	1	г/ГДж	0.3	3	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	4.1	мг/ГДж	0.4	40	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.4	мг/ГДж	0.1	15	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	1.4	мг/ГДж	0.1	15	US EPA 1998, глава 1.3
As	1.8	мг/ГДж	0.2	20	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	1.4	мг/ГДж	0.1	15	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	2.7	мг/ГДж	0.3	30	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	1.4	мг/ГДж	0.1	15	US EPA 1998, глава 1.3
Se	6.8	мг/ГДж	0.7	70	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	1.8	мг/ГДж	0.2	20	US EPA 1998, глава 1.3
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	1.5	нг I-TEQ/ГДж	0.8	2.3	UNEP (2005); Котлы, работающие на горячем сланце
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	6.9	мкг/ГДж	3.5	14	US EPA 1998, глава 1.3

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

**Таблица 3-9. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании биомассы**

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Биомасса				
Не оценено	NH <sub>3</sub>				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, СССР				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	211	г/ГДж	60	420	US EPA 2003, глава 1.6
CO	258	г/ГДж	155	360	US EPA 2003, глава 1.6
НМЛОС	7.3	г/ГДж	2.4	22	US EPA 2003, глава 1.6
SO <sub>x</sub>	11	г/ГДж	6.5	15	US EPA 2003, глава 1.6
ОКВЧ	51	г/ГДж	12	697	US EPA 2003, глава 1.6
PM <sub>10</sub>	38	г/ГДж	5.7	645	US EPA 2003, глава 1.6
PM <sub>2.5</sub>	33	г/ГДж	5.2	555	US EPA 2003, глава 1.6
Pb	21	мг/ГДж	12	29	US EPA 2003, глава 1.6
Cd	1.8	мг/ГДж	1.1	2.5	US EPA 2003, глава 1.6
Hg	1.5	мг/ГДж	0.9	2.1	US EPA 2003, глава 1.6
As	9.5	мг/ГДж	5.7	13.2	US EPA 2003, глава 1.6
Cr	9.0	мг/ГДж	5.4	12.6	US EPA 2003, глава 1.6
Cu	21	мг/ГДж	13	29	US EPA 2003, глава 1.6
Ni	14	мг/ГДж	8.5	20	US EPA 2003, глава 1.6
Se	1.2	мг/ГДж	0.7	1.7	US EPA 2003, глава 1.6
Zn	181	мг/ГДж	108	253	US EPA 2003, глава 1.6
ГХБ	60	мкг/ГДж	30	90	Kakareka et. al (2004)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	50	нг I-TEQ/ГДж	25	75	UNEP (2005) (для чистой древесины)
Benzo(a)pyrene	1.12	мг/ГДж	0.67	1.57	US EPA 2003, глава 1.6
Benzo(b)fluoranthene	0.04	мг/ГДж	0.02	0.06	US EPA 2003, глава 1.6
Benzo(k)fluoranthene	0.02	мг/ГДж	0.01	0.02	US EPA 2003, глава 1.6
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.37	мг/ГДж	0.19	0.56	US EPA 2003, глава 1.6
ГХБ	6.0	мкг/ГДж	3.0	9.0	Руководство (2006)

### 3.4.2.3 Данные по виду деятельности Уровня 1

Информацию по потреблению и производству энергии, которую можно использовать для оценки выбросов, используя более простую методику Уровня 1, можно получить в национальных статистических службах или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях МГЭИК 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу [www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)

Интенсивность деятельности и коэффициент выбросов должны определяться на том же уровне агрегирования в зависимости от имеющихся данных. Статистика интенсивности деятельности должна определяться в рамках рассматриваемой страны или региона с использованием соответствующей статистики. Этот вид деятельности должен соответствовать потребляемой энергии рассматриваемых источников выброса (потребление переработанного или исходного топлива в [ГДж]).

### 3.4.3 Технологический подход Уровня 2

#### 3.4.3.1 Алгоритм

Подход Уровня 2 аналогичен Уровню 1. Для применения подхода Уровня 2 необходимо использовать как данные по виду деятельности, так и коэффициенты выбросов в соответствии с используемым в рассматриваемой стране топливом и технологиями сжигания. Эти технологии могут включать:

- относительные доли различных топлив в используемой смеси,
- типы установок по сжиганию.

Возможны два подхода:

детализовать используемое в рассматриваемой стране топливо для моделирования различных типов установок сжигания и ограничения выбросов в регистр с помощью

- раздельного задания данных по видам деятельности, используя каждый из установленных типов технологических процессов (все вместе в приведенной ниже формуле обозначается 'технологии') и
- применения коэффициентов выброса в зависимости от используемой технологии для каждого типа процесса:

$$E_{\text{загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} AR_{\text{производство, загрязнитель}} \times EF_{\text{технология, загрязнитель}} \quad (2)$$

получить коэффициенты выбросов, зависящие от страны, ознакомившись с различными технологиями сжигания мусора в рамках национальных данных по установкам для сжигания (и используемого топлива) и применить зависящий от страны коэффициент выброса для используемого в рассматриваемой стране топлива.

$$EF_{\text{страна, загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} \text{Просачивание}_{\text{технология}} \times EF_{\text{технология, загрязнитель}} \quad (3)$$

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{производство}} \times EF_{\text{страна, загрязнитель}}$$

Оба подхода с математической точки зрения очень похожи или даже идентичны. Выбор того или иного подхода, в основном, зависит от доступности данных. Если данные по виду деятельности действительно доступны, то первый подход кажется более предпочтительным. Если, однако, нет прямых данных по виду деятельности, использование различных технологий в пределах рассматриваемых отраслей промышленности можно оценить из данных по мощности, или иных заменяющих данных, которые бы отражали размеры установок, использующих различные технологии.

### 3.4.3.2 Коэффициенты технологических выбросов

В случае применения подхода Уровня 2 для оценки выбросов при производстве коммунальной электроэнергии и тепла необходимо знание коэффициентов выбросов в зависимости от используемой технологии. Основное различие между технологиями обусловлено типом установок по сжиганию (котельные технологии, газотурбинные, стационарные двигатели) и типом топлива. Обратите внимание, что коэффициенты для небольших установок по сжиганию (< 50 МВт) приведены в гл. 1.А.4, где также приводятся коэффициенты для котлов в зависимости от их размера. Примеры определения коэффициентов приведены в этом разделе; однако, следует заметить, что они не могут относиться ко всем сочетаниям топлива, процесса сжигания и мер по ограничению выбросов, которые могут существовать. Число источников для этого вида деятельности обычно сравнительно небольшое, и составитель регистра может принять во внимание все собранные данные и использовать подход Уровня 3 как наиболее помехоустойчивый. Знание концентраций вредных примесей в выбросах и предельно допустимые значения выбросов (ELV) дает возможность выполнить первичную оценку коэффициентов выбросов без детальных сведений относительно установки по сжиганию и используемой технологии снижения выбросов.

Коэффициенты выбросов, полученные из достижимых уровней выбросов (AEL), согласно документации BREF, для сравнения приводятся в разделе 6.3.1. Кроме того, ELV для выбранных средств оценки выбросов приводятся в виде коэффициентов выбросов в приложении D.

В этом разделе содержатся серии коэффициентов выбросов загрязняющих веществ, которые зависят от используемой технологии сжигания.

**Таблица 3-10. Коэффициенты технологических выбросов Уровня 2**

Технология сжигания	Значимые виды топлива
Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением	Коксующийся уголь, паровичный уголь, полубитуминозный уголь, бурый уголь, лигнит, древесина, торф, кокс, кокс из печей, нефтяной осадок, природный газ, древесина
Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением	Коксующийся уголь, паровичный уголь, полубитуминозный уголь, бурый уголь, лигнит
Котел с псевдооживленным слоем	Каменный уголь, бурый уголь, древесина, торф
Газовая турбина	Природный газ, газойл, нефтезаводской газ, доменный газ
Стационарный двигатель	Природный газ, газойл

В этом разделе приводятся серии коэффициентов выбросов загрязняющих веществ, зависящих от используемой технологии сжигания; эти коэффициенты представляют более широкий диапазон типов топлив и технологий сжигания, чем требуется для подхода Уровня 1. Но при этом они не представляют какую-то определенную технологию сжигания или сокращения выбросов (которые требуются для подхода Уровня 3), но предлагают большую степень разукрупнения, чем для подхода Уровня 1. Подход Уровня 2 можно использовать с учетом используемой технологии сокращения выбросов благодаря коэффициентам, получаемым из данных по выбросам.

**Таблица 3-11. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	324	г/ГДж	200	350	US EPA 1998, глава 1.1
CO	10	г/ГДж	6	15	US EPA 1998, глава 1.1
НМЛОС	1.2	г/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
SO <sub>x</sub>	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	30	г/ГДж	3	300	US EPA 1998, глава 1.1
PM10	20	г/ГДж	2	200	US EPA 1998, глава 1.1
PM2.5	9	г/ГДж	0.9	90	US EPA 1998, глава 1.1
Pb	8.6	мг/ГДж	5.2	12	US EPA 1998, глава 1.1
Cd	1.0	мг/ГДж	0.6	1.5	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.7	мг/ГДж	1.0	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
As	8.4	мг/ГДж	5.0	12	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	5.3	мг/ГДж	3.2	7.5	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	7.8	мг/ГДж	0.2	16	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Ni	5.7	мг/ГДж	3.4	8.0	US EPA 1998, глава 1.1
Se	27	мг/ГДж	16	37	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	19	мг/ГДж	7.8	155	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
ПХБ	170	мкг/ГДж	85	260	Какарека et. al (2004)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Benzo(a)pyrene	0.7	мкг/ГДж	0.2	2.2	US EPA 1998, глава 1.1
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	1.2	мкг/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	0.62	мкг/ГДж	0.3	0.9	Руководство (2006)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

ОКВЧ основывается на AP-42 и предполагает 20 % содержание золы и выбросы твердых частиц из твердого минерального топлива, обычно аналогичных углю.



Таблица 3-12. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением, использующие бурый уголь

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Бурый уголь/лигнит				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим и мокрым золоудалением				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , Cu, PCB, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	286	г/ГДж	143	571	US EPA 1998, глава 1.7
CO	20	г/ГДж	6.7	61	US EPA 1998, глава 1.7
НМЛОС	1.7	г/ГДж	0.8	3.4	US EPA 1998, глава 1.7
SO <sub>x</sub>	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	40	г/ГДж	20	80	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	30	г/ГДж	15	60	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>2.5</sub>	14	г/ГДж	7	28	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	17.6	мг/ГДж	10.6	24.7	US EPA 1998, глава 1.7
Cd	2.1	мг/ГДж	1.3	3.0	US EPA 1998, глава 1.7
Hg	3.5	мг/ГДж	2.1	4.9	US EPA 1998, глава 1.7
As	17.2	мг/ГДж	10.3	24.1	US EPA 1998, глава 1.7
Cr	10.9	мг/ГДж	6.6	15.3	US EPA 1998, глава 1.7
Ni	11.8	мг/ГДж	7.1	16.5	US EPA 1998, глава 1.7
Se	54.6	мг/ГДж	32.8	76.5	US EPA 1998, глава 1.7
Zn	4.6	мг/ГДж	0.5	16.8	Руководство (2006)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Benzo(a)pyrene	1.6	мкг/ГДж	0.8	3.2	US EPA 1998, глава 1.7
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	2.6	мкг/ГДж	1.3	5.1	US EPA 1998, глава 1.7

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

ОКВЧ основывается на AP-42 и предполагает 20 % содержание золы и выбросы твердых частиц из твердых минеральных топлив, обычно аналогичных углю.

**Таблица 3-13. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие нефтяной осадок**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Нефтяной осадок				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SССP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	210	г/ГДж	130	300	СІТЕРА 1992
CO	15.1	г/ГДж	9.1	21	US EPA 1998, глава 1.3
НМЛОС	2.3	г/ГДж	1.4	3.2	US EPA 1998, глава 1.3
SO <sub>x</sub>	485	г/ГДж	146	1699	См. примечание
OKBЧ	20	г/ГДж	2.0	200	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	15	г/ГДж	1.5	150	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>2.5</sub>	9.0	г/ГДж	0.9	90	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	4.6	мг/ГДж	2.3	9.1	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.2	мг/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	0.3	мг/ГДж	0.2	0.7	US EPA 1998, глава 1.3
As	4.0	мг/ГДж	2.0	8.0	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	2.5	мг/ГДж	1.3	5.1	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	5.3	мг/ГДж	2.7	11	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	255	мг/ГДж	127	510	US EPA 1998, глава 1.3
Se	2.1	мг/ГДж	1.0	4.1	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	88	мг/ГДж	44	176	US EPA 1998, глава 1.3
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	2.5	нг I-TEQ/ГДж	1.3	3.8	UNEP (2005); Котлы, работающие на тяжелом топливе
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	6.9	мкг/ГДж	3.5	13.8	US EPA 1998, глава 1.3

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

**Таблица 3-14. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие природный газ**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Природный газ				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, СССР				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	89	г/ГДж	15	185	US EPA 1998, глава 1.4
CO	39	г/ГДж	20	60	US EPA 1998, глава 1.4
НМЛОС	1.5	г/ГДж	0.8	6.0	US EPA 1998, глава 1.4
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.2	0.4	US EPA 1998, глава 1.4
ОКВЧ	0.9	г/ГДж	0.4	1.3	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>10</sub>	0.9	г/ГДж	0.4	1.3	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>2.5</sub>	0.9	г/ГДж	0.4	1.3	US EPA 1998, глава 1.4
Pb	0.2	мг/ГДж	0.1	0.7	US EPA 1998, глава 1.4
Cd	0.5	мг/ГДж	0.2	1.6	US EPA 1998, глава 1.4
Hg	0.1	мг/ГДж	0.05	0.15	van der Most & Veldt 1992
As	0.09	мг/ГДж	0.03	0.28	US EPA 1998, глава 1.4
Cr	0.7	мг/ГДж	0.2	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Cu	0.4	мг/ГДж	0.2	0.8	US EPA 1998, глава 1.4
Ni	1.0	мг/ГДж	0.5	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Se	0.01	мг/ГДж	0.004	0.03	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	14	мг/ГДж	4.5	41	US EPA 1998, глава 1.4
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	0.5	нг I-TEQ/ГДж	0.3	0.8	UNEP (2005); Легкое дистиллятное топливо/котлы, работающие на природном газе
Benzo(a)pyrene	0.6	мкг/ГДж	0.2	0.6	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(b)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(k)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>.

Коэффициент выброса для PCDD/F предполагается применимым для легкого дистиллятного топлива и природного газа, используемого в котлах электростанций, но основывается в основном на данных по сжиганию нефти. UNEP также сообщает ограниченные данные для сжигания газа в промежутке 0,02 ÷ 0,03 г<sub>норм</sub> TEQ/(ГДж) для котлов, работающих на природном газе.

Таблица 3-15. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие древесные отходы

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника НО	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Древесина и древесные отходы (чистые древесные отходы)				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub>				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, СССР				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	211	г/ГДж	55	420	US EPA 2003, глава 1.6
CO	258	г/ГДж	155	360	US EPA 2003, глава 1.6
НМЛОС	7.3	г/ГДж	2.4	22	US EPA 2003, глава 1.6
SO <sub>x</sub>	11	г/ГДж	6.5	15	US EPA 2003, глава 1.6
ОКВЧ	35	г/ГДж	12	697	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	25	г/ГДж	5.7	645	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>2.5</sub>	12	г/ГДж	5.2	555	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	21	мг/ГДж	12	29	US EPA 2003, глава 1.6
Cd	1.8	мг/ГДж	1.1	2.5	US EPA 2003, глава 1.6
Hg	1.5	мг/ГДж	0.9	2.1	US EPA 2003, глава 1.6
As	9.5	мг/ГДж	5.7	13	US EPA 2003, глава 1.6
Cr	9.0	мг/ГДж	5.4	13	US EPA 2003, глава 1.6
Cu	21	мг/ГДж	13	29	US EPA 2003, глава 1.6
Ni	14	мг/ГДж	8.5	20	US EPA 2003, глава 1.6
Se	1.2	мг/ГДж	0.7	1.7	US EPA 2003, глава 1.6
Zn	181	мг/ГДж	108	253	US EPA 2003, глава 1.6
ПХБ	60	мкг/ГДж	30	90	Kakareka et. al (2004)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	50	нг I-TEQ/ГДж	25	75	UNEP (2005) (для чистой древесины)
Benzo(a)pyrene	1.1	мг/ГДж	0.7	1.6	US EPA 2003, глава 1.6
Benzo(b)fluoranthene	0.04	мг/ГДж	0.02	0.06	US EPA 2003, глава 1.6
Benzo(k)fluoranthene	0.015	мг/ГДж	0.008	0.023	US EPA 2003, глава 1.6
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.37	мг/ГДж	0.19	0.56	US EPA 2003, глава 1.6
ГХБ	6.0	мкг/ГДж	3.0	9.0	Руководство (2006)

**Таблица 3-16. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением, использующие коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника НО	Код	Название			
1.А.1.а		Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCC				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	461	г/ГДж	290	635	US EPA 1998, глава 1.1
CO	10	г/ГДж	6	150	US EPA 1998, глава 1.1
НМЛОС	0.8	г/ГДж	0.4	1.6	US EPA 1998, глава 1.1
SO <sub>x</sub>	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
OKBЧ	15	г/ГДж	7.5	30	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	12	г/ГДж	6	24	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>2.5</sub>	6	г/ГДж	3	12	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	8.6	мг/ГДж	5.2	12	US EPA 1998, глава 1.1
Cd	1.1	мг/ГДж	0.6	1.5	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.7	мг/ГДж	1.0	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
As	8.4	мг/ГДж	5.0	12	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	5.3	мг/ГДж	3.2	7.5	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	4.8	мг/ГДж	0.2	16	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Ni	5.7	мг/ГДж	3.4	8.0	US EPA 1998, глава 1.1
Se	27	мг/ГДж	16	37	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	19	мг/ГДж	0.4	155	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
ПХБ	170	мкг/ГДж	85	260	Kakareka et. al (2004)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	10	нг I-TEQ/ГДж	5.0	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Benzo(a)pyrene	0.7	мкг/ГДж	0.2	2.2	US EPA 1998, глава 1.1
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	1.2	мкг/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	0.62	мкг/ГДж	0.3	0.9	Руководство (2006)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

**Таблица 3-17. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для источников категории 1.А.1.а, Котлы с псевдосжиженным слоем, использующие каменный уголь**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Каменный уголь				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы с псевдосжиженным слоем				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SССP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	83	г/ГДж	10	112	EIPPCB 2006
CO	70	г/ГДж	0.7	150	СІТЕРА 1992
НМЛОС	1.2	г/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
SO <sub>x</sub>	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	15	г/ГДж	8	30	Экспертная оценка взята у Visschedijk et al (2004), подразумевает 50 мг/м <sup>3</sup> ОКВЧ
PM <sub>10</sub>	12	г/ГДж	6	24	Экспертная оценка взята у Visschedijk et al (2004), подразумевает 50 мг/м <sup>3</sup> ОКВЧ
PM <sub>2.5</sub>	6	г/ГДж	3	12	Экспертная оценка взята у Visschedijk et al (2004), подразумевает 50 мг/м <sup>3</sup> ОКВЧ
Pb	8.1	мг/ГДж	4.9	11.4	US EPA 1998, глава 1.1
Cd	1.0	мг/ГДж	0.6	1.4	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.6	мг/ГДж	1.0	2.3	US EPA 1998, глава 1.1
As	8.0	мг/ГДж	4.8	11.1	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	5.0	мг/ГДж	3.0	7.1	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	4.8	мг/ГДж	0.2	15.5	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Ni	5.4	мг/ГДж	3.3	7.6	US EPA 1998, глава 1.1
Se	25	мг/ГДж	15	35	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	19	мг/ГДж	0.4	155	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
ПХБ	170	мкг/ГДж	85	260	Kakareka et. al (2004)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Benzo(a)pyrene	0.7	мкг/ГДж	0.2	2.2	US EPA 1998, глава 1.1
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	1.2	мкг/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	0.62	мкг/ГДж	0.3	0.9	Руководство (2006)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

Таблица 3-18. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для источников категории 1.А.1.а, Котлы с псевдосжиженным слоем, использующие бурый уголь

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.А.1.а Производство электричества и тепла общего пользования				
Топливо	Бурый уголь				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы с псевдосжиженным слоем				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, СССР				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	61	г/ГДж	35	85	EIPPCB 2006
CO	0.07	г/ГДж	0.04	0.10	EIPPCB 2006
НМЛОС	1.7	г/ГДж	0.8	3.4	US EPA 1998, глава 1.7
SO <sub>x</sub>	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
OKBЧ	40	г/ГДж	25	60	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
PM <sub>10</sub>	30	г/ГДж	18	42	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
PM <sub>2.5</sub>	14	г/ГДж	8.4	20	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Pb	18	мг/ГДж	11	25	US EPA 1998, глава 1.7
Cd	2.1	мг/ГДж	1.3	3.0	US EPA 1998, глава 1.7
Hg	3.5	мг/ГДж	2.1	4.9	US EPA 1998, глава 1.7
As	17	мг/ГДж	10	24	US EPA 1998, глава 1.7
Cr	11	мг/ГДж	6.6	15	US EPA 1998, глава 1.7
Cu	0.3	мг/ГДж	0.1	0.8	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Ni	12	мг/ГДж	7.1	16	US EPA 1998, глава 1.7
Se	55	мг/ГДж	33	76	US EPA 1998, глава 1.7
Zn	4.5	мг/ГДж	0.5	17	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Benzo(a)pyrene	0.8	мкг/ГДж	0.3	2.3	US EPA 1998, глава 1.7
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	1.3	мкг/ГДж	0.6	2.5	US EPA 1998, глава 1.7

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

Таблица 3-19. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы с псевдосжиженным слоем, использующие древесину и древесные отходы

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Древесине и соответствующие древесные отходы				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Котлы с псевдосжиженным слоем				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub>				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SССP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	96	г/ГДж	30	300	Kubica et al (2003)
CO	42	г/ГДж	14	125	Kubica et al (2003)
НМЛОС	7.3	г/ГДж	2.4	22	US EPA 2003, глава 1.6
SO <sub>x</sub>	11	г/ГДж	6.5	15	US EPA 2003, глава 1.6
ОКВЧ	35	г/ГДж	3.5	350	Экспертная оценка взята у Visschedijk et al (2004), подразумевает 50 мг/м <sup>3</sup> ОКВЧ
PM <sub>10</sub>	25	г/ГДж	2.5	250	Экспертная оценка взята у Visschedijk et al (2004), подразумевает 50 мг/м <sup>3</sup> ОКВЧ
PM <sub>2.5</sub>	12	г/ГДж	1.2	120	Экспертная оценка взята у Visschedijk et al (2004), подразумевает 50 мг/м <sup>3</sup> ОКВЧ
Pb	21	мг/ГДж	12	29	US EPA 2003, глава 1.6
Cd	1.8	мг/ГДж	1.1	2.5	US EPA 2003, глава 1.6
Hg	1.5	мг/ГДж	0.9	2.1	US EPA 2003, глава 1.6
As	9.5	мг/ГДж	5.7	13.2	US EPA 2003, глава 1.6
Cr	9.0	мг/ГДж	5.4	12.6	US EPA 2003, глава 1.6
Cu	21.1	мг/ГДж	12.6	29.5	US EPA 2003, глава 1.6
Ni	14.2	мг/ГДж	8.5	19.9	US EPA 2003, глава 1.6
Se	1.2	мг/ГДж	0.7	1.7	US EPA 2003, глава 1.6
Zn	181	мг/ГДж	108	253	US EPA 2003, глава 1.6
ПХБ	60	мкг/ГДж	30	90	Kakareka et. al (2004)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	50	нг I-TEQ/ГДж	25	75	UNEP (2005) (для чистой древесины)
Benzo(a)pyrene	1.1	мг/ГДж	0.7	1.6	US EPA 2003, глава 1.6
Benzo(b)fluoranthene	0.04	мг/ГДж	0.02	0.06	US EPA 2003, глава 1.6
Benzo(k)fluoranthene	0.02	мг/ГДж	0.01	0.02	US EPA 2003, глава 1.6
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.37	мг/ГДж	0.2	0.6	US EPA 2003, глава 1.6
ГХБ	6	мкг/ГДж	3.0	9.0	Руководство (2006)



Таблица 3-20. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Газовые турбины, использующие газообразное топливо

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газообразное топливо				
ИНЗВ (если применимо)	010104	Централизованные электростанции – Газовые турбины			
Технологии/методики	Газовые турбины				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, HCB, PCP, SCCC				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, PCDD/F, Всего 4 ПАУ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	153	г/ГДж	92	245	US EPA (2000), глава 3.1
CO	39.2	г/ГДж	24	63	US EPA (2000), глава 3.1
НМЛОС	1	г/ГДж	0.3	3	US EPA (2000), глава 3.1
SO <sub>x</sub>	0.281	г/ГДж	0.169	0.393	US EPA (1998), глава 1.4
OKBЧ	0.908	г/ГДж	0.454	1.82	US EPA (2000), глава 3.1
PM <sub>10</sub>	0.908	г/ГДж	0.454	1.82	US EPA (2000), глава 3.1
TЧ <sub>2,5</sub>	0.908	г/ГДж	0.454	1.82	US EPA (2000), глава 3.1
Pb	0.234	мг/ГДж	0.0781	0.703	US EPA (1998), глава 1.4
Cd	0.515	мг/ГДж	0.172	1.55	US EPA (1998), глава 1.4
Hg	0.1	мг/ГДж	0.05	0.15	van der Most & Veldt (1992)
As	0.09	мг/ГДж	0.0312	0.281	US EPA (1998), глава 1.4
Cr	0.656	мг/ГДж	0.219	1.97	US EPA (1998), глава 1.4
Cu	0.398	мг/ГДж	0.199	0.796	US EPA (1998), глава 1.4
Ni	0.984	мг/ГДж	0.492	1.97	US EPA (1998), глава 1.4
Se	0.0112	мг/ГДж	0.00375	0.0337	US EPA (1998), глава 1.4
Zn	13.6	мг/ГДж	4.53	40	US EPA (1998), глава 1.4
Benzo(a)pyrene	0.56	мкг/ГДж	0.19	0.56	US EPA (1998), глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(b)fluoranthene	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA (1998), глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(k)fluoranthene	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA (1998), глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA (1998), глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Коэффициенты выбросов для металлов и ПАУ основываются на коэффициентах для природного газа, сжигаемого в котлах.

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент выбросов SO<sub>2</sub> также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.

Таблица 3-21. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Газовые турбины, использующие газойл

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	010105	Централизованные электростанции – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Газовые турбины				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , As, Cu, Ni, Se, Zn, PCB, PCDD/F, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	398	г/ГДж	239	557	US EPA 2000, глава 3.1
CO	1.5	г/ГДж	0.89	2.1	US EPA 2000, глава 3.1
НМЛОС	0.2	г/ГДж	0.11	0.26	US EPA 2000, глава 3.1
SO <sub>x</sub>	46	г/ГДж	4.61	460	См. примечание
OKBЧ	3.0	г/ГДж	1.5	6.0	Rubenstein (2003)
PM <sub>10</sub>	3.0	г/ГДж	1.5	6.0	Rubenstein (2003)
PM2.5	3.0	г/ГДж	1.5	6.0	Rubenstein (2003)
Pb	6.3	мг/ГДж	2.1	19.0	US EPA 2000, глава 3.1
Cd	2.2	мг/ГДж	0.7	6.5	US EPA 2000, глава 3.1
Hg	0.5	мг/ГДж	0.2	1.6	US EPA 2000, глава 3.1
Cr	5.0	мг/ГДж	1.7	14.9	US EPA 2000, глава 3.1

Примечание:

Основывается на удельном содержании серы в 0,1 % (массовые доли).

Таблица 3-22. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Поршневые двигатели, использующие газойл

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника НО	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	010105	Централизованные электростанции – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Крупные стационарные поршневые дизельные двигатели				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, PCDD/F, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	1450	г/ГДж	680	2050	US EPA 1996, глава 3.3
CO	385	г/ГДж	193	578	US EPA 1996, глава 3.3
НМЛОС	37	г/ГДж	19	56	US EPA 1996, глава 3.3
SO <sub>x</sub>	46	г/ГДж	4.6	461	См. примечание
ОКВЧ	28.1	г/ГДж	14.1	56.2	US EPA 1996, глава 3.3
PM <sub>10</sub>	22.4	г/ГДж	11.2	44.8	US EPA 1996, глава 3.3
PM <sub>2.5</sub>	21.7	г/ГДж	10.9	43	US EPA 1996, глава 3.3
Pb	4.1	мг/ГДж	0.4	41	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
As	1.8	мг/ГДж	0.2	18	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	2.7	мг/ГДж	0.3	27	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
Se	6.8	мг/ГДж	0.7	68	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	1.8	мг/ГДж	0.2	18	US EPA 1998, глава 1.3
Benzo(a)pyrene	0.12	мг/ГДж	0.06	0.12	US EPA 1996, глава 3.3 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(b)fluoranthene	0.50	мг/ГДж	0.25	0.75	US EPA 1996, глава 3.3
Benzo(k)fluoranthene	0.10	мг/ГДж	0.05	0.10	US EPA 1996, глава 3.3 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.19	мг/ГДж	0.09	0.19	US EPA 1996, глава 3.3 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> не предполагает использования средств ограничения выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на удельном содержании серы в 0,1 % (в массовых долях), используя расчеты EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.

ОКВЧ основывается на коэффициенте AP-42 для PM<sub>10</sub>.

Таблица 3-23. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Поршневые двигатели, использующие природный газ

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газовое топливо (включая двухкомпонентное топливо 95% газ + 5% газойл)				
ИНЗВ (если применимо)	010105	Централизованные электростанции – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Стационарные поршневые двигатели, работающие на газе, включая двухкомпонентное топливо				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCB, PCDD/F, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCP, SССP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	1416	г/ГДж	708	2124	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
CO	407	г/ГДж	204	611	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
НМЛОС	46	г/ГДж	23	69	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.2	0.4	US EPA 1998, глава 1.4
ОКВЧ	1.5	г/ГДж	0.01	20	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
PM <sub>10</sub>	1.5	г/ГДж	0.01	20	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
PM <sub>2.5</sub>	1.5	г/ГДж	0.01	20	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
Pb	0.2	мг/ГДж	0.1	0.7	US EPA 1998, глава 1.4
Cd	0.5	мг/ГДж	0.2	1.5	US EPA 1998, глава 1.4
Hg	0.10	мг/ГДж	0.05	0.15	van der Most & Veldt 1992
As	0.09	мг/ГДж	0.03	0.3	US EPA 1998, глава 1.4
Cr	0.7	мг/ГДж	0.2	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Cu	0.4	мг/ГДж	0.2	0.8	US EPA 1998, глава 1.4
Ni	1.0	мг/ГДж	0.5	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Se	0.01	мг/ГДж	0.004	0.03	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	14	мг/ГДж	4.5	41	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(a)pyrene	0.0027	мг/ГДж	0.001	0.004	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
Benzo(b)fluoranthene	0.018	мг/ГДж	0.009	0.03	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
Benzo(k)fluoranthene	0.002	мг/ГДж	0.001	0.003	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.0047	мг/ГДж	0.002	0.007	Экспертная оценка, основанная на US EPA 1996, глава 3.4 и 2000, глава 3.2

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент выбросов SO<sub>2</sub> также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.

Коэффициенты выбросов для ОКВЧ и PM<sub>2.5</sub> основываются на коэффициентах AP-42 для PM<sub>10</sub>.

### 3.4.3.3 Устранение загрязнений окружающей среды

Существует ряд дополнительных технологий, которые нацелены на сокращение выбросов определенных загрязняющих веществ. Результирующий выброс может быть рассчитан путем замены коэффициента выбросов для конкретной технологии на коэффициент сокращенных выбросов, как указано в формуле:

$$EF_{\text{технология, уменьшенная}} = (1 - \eta_{\text{устранение загрязнений}}) \times EF_{\text{технология, не уменьшенная}} \quad (5)$$

Однако этот подход требует сведений о выбросах без применения мер их сокращения или соответствующих технологии ‘базовой линии’, а также об эффективности ограничения, что может оказаться непросто получить.

Характеристики сокращения редко выражаются в терминах ее эффективности, а чаще всего в терминах достижимой или гарантированной концентрации загрязняющих веществ в выбросах (например, для достижения соответствия предельно допустимым уровням выбросов). Оценка характеристик сокращения почти всегда определяется измерением концентрации веществ в выбросе. Для того чтобы пользователи могли оценивать, можно ли коэффициенты выбросов Уровня 2 для технологий обоснованно применять для их страны, в подразделе 6.3 (Проверка) настоящей главы приведено руководство по переводу концентраций выброса (измеренные концентрации или предельно допустимые значения выбросов) в коэффициенты выбросов для выбранных типов топлива.

#### 3.4.3.4 Данные по осуществляемой деятельности

Информацию по производству энергии, которую можно использовать для оценки выбросов, используя более простую методику (Уровень 1 или 2), можно получить в национальных статистических службах или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях МГЭИК 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу

[www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)

Для подхода по Уровню 2 эти данные нужны для разделения согласно применяемым технологиям. Стандартными источниками этих данных могут быть промышленные предприятия в пределах страны, или конкретные опросные листы для отдельных установок для сжигания.

### 3.4.4 Использование объектных данных по Уровню 3

#### 3.4.4.1 Алгоритм

В тех случаях, когда доступны достаточно качественные объектные данные по выбросам (см. гл. 3, Сбор данных, в части А), ими рекомендуется воспользоваться. Существует две возможности:

- отчеты по производственному объекту охватывают все значимые процессы сжигания в стране;
- отчеты по выбросам, относящиеся к уровню производственного объекта, не доступны для всех значимых процессов сжигания в рассматриваемой стране.

Если доступны данные, относящиеся к уровню производственного объекта, охватывающие все виды деятельности в этой стране, то предполагаемые коэффициенты выбросов (опубликованные выбросы, поделенные на используемое страной топливо) необходимо сравнить с коэффициентами выбросов, принимаемых по умолчанию, или коэффициентами, относящимися к определенной технологии сжигания. Если подразумеваемые коэффициенты выбросов находятся вне 95 % доверительного интервала для заданных значений, то рекомендуется объяснить причины этого в отчете по составлению регистра выбросов.

В зависимости от конкретных национальных особенностей и широты охвата отчетов уровня объектного уровня по сравнению с общенациональным производством стали, выбирают коэффициент выбросов ( $EF$ ) для данного уравнения, исходя из следующих возможностей в порядке уменьшения по предпочтению:

- коэффициенты технологических выбросов, основанные на знании типов технологий реализованных на заводах, на которых отчеты по выбросам на уровне завода отсутствуют;
- коэффициент подразумеваемых выбросов, который получен из имеющихся отчетов по выбросам:

$$EF = \frac{\sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}}}{\sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}}} \quad (7)$$

- коэффициент выбросов уровня 1 по умолчанию. Данный вариант следует выбирать только в том случае, если отчеты по выбросам уровня завода охватывают более 90 % общенационального производства.

К источникам по руководству определения коэффициентов выброса для объектов относятся USEPA (USEPA, AP-42), BREF и руководство для промышленного сектора (например, Eurelectric (Союз электротехнической промышленности), 2008). Составители регистра могут также использовать данные по концентрациям в выбросах и ПДВ для определения коэффициента выброса (приложение E). Более ранние редакции руководства также предоставляют ряд коэффициентов выбросов, которые можно использовать, и все они приведены в приложении F.

### 3.4.4.2 Использование объектных данных по Уровню 3

Многие установки для сжигания относятся к большим производственным объектам и данные по коэффициентам выбросов отдельных установок можно получить из Реестра выбросов и переносов загрязнителей (РВПЗ) или иных национальных форм отчетности по выбросам. Для электротехнического сектора руководство по оценке выбросов еще находится в стадии разработки (Eurelectric, 2008). Когда качество этих данных гарантируется хорошо разработанной системой обеспечения/контроля качества и отчеты по выбросам прошли проверку по независимой аудиторской схеме, то такие данные рекомендуется использовать. Если для полноты охвата всех видов деятельности в той или иной стране требуется экстраполяция, то можно воспользоваться предполагаемыми коэффициентами выбросов для производственных объектов, приведенных в отчете, или коэффициентами выбросов, которые были приведены выше (см. подраздел 3.4.3.2).

### 3.4.4.3 Данные по осуществляемой деятельности

Поскольку в РВПЗ обычно не содержатся данные по осуществляемой деятельности, такие данные в отношении выбросов объектного уровня, указанных в отчете, иногда сложно найти. Возможным источником деятельности объектного уровня могут быть реестры торговли разрешениями на выбросы.

Во многих странах национальные бюро статистики собирают данные по производству на уровне объекта, но во многих случаях в конфиденциальном порядке. Однако в некоторых странах национальные бюро статистики являются частью национальной системы инвентаризации выбросов, и, при необходимости, в бюро статистики может быть выполнена экстраполяция, что гарантирует конфиденциальность данных о производстве.

## 4 1.А.1.в Очистка нефти и нефтепродуктов

### 4.1 Методики

Подробное изложение методик, используемых при осуществлении этого вида деятельности, можно найти в примечании к Наилучшим доступным технологиям (BREF) для перерабатывающих установок (EIPPCB, 2003).

#### 4.1.1 Энергия, необходимая для технологического процесса

Нефтеперерабатывающим установкам в значительном объеме требуется электрическая и тепловая энергия. Электрическая и тепловая энергия обычно производятся с помощью комбинированных установок (СНР) или установок совместного производства тепловой и электрической энергии. Тепловую энергию можно получать непосредственным образом (технологические печи на предприятиях) или с помощью пара, получаемого на производственных предприятиях или на коммунальных предприятиях. Технологии для производства энергии от сжигания могут быть отнесены к категории деятельности 1.А.1.а, но во многих случаях разница с этой категорией будет в том, что используемыми топливами будут газообразное и жидкое топливо после их переработки. При использовании непереработанного топлива в процессе сжигания можно использовать информацию, приведенную для категории деятельности 1.А.1.а.

#### 4.1.2 Виды производственной деятельности

Многие виды производственной деятельности используют технологические печи для нагревания исходного сырья; они могут использовать переработанное топливо и восстановленные побочные продукты переработки, а это приводит к возникновению выбросов от сжигания. Сжигание мусора и факельного сжигания побочных продуктов переработки относятся к прочим видам деятельности по сжиганию (см. гл. 1.В.2). Кроме того, технологические источники включают в себя системы окисления битума, продувки, установку для получения водорода, модули коксования в текучей среде, крекинга с псевдоожиженным катализатором (FCC) и каталитического риформинга.

### 4.2 Выбросы

Доля выбросов от установок для сжигания (рассматриваемых как точечные источники) среди суммарных выбросов, приведенная в отчетах различных стран Конгрессу по трансграничному переносу загрязнения атмосферы на большие расстояния (CLRTAP), включенные в базу данных выбросов (WebDab), приводятся в табл. 4-1:

**Таблица 4-1. Доля (%) выбросов от деятельности по очистке нефти среди суммарных выбросов из базы данных WebDab2005**

Код НО	Данные	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	НМЛОС	CO	NH <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	ОКВЧ
1.А.1.в — Очистка нефти	Число подотчетных стран								
	Минимально достижимое значение								
	Обычная доля								
	Наибольшая величина								

**Окислы серы**

Большая часть выбросов обусловлена работой технологических печей, котлов, модулей восстановления серы, регенераторов FCC, факелов, установок по сжиганию мусора и коксоудаления. При отсутствии технологии десульфуризации отходящих газов (FGD) выбросы окислов серы ( $SO_x$ ) напрямую связаны с содержанием серы в топливе. Основную часть  $SO_x$  приходится на двуокись серы ( $SO_2$ ), хотя могут проявляться также небольшие доли серного газа ( $SO_3$ ).

**Окислы азота**

Выбросы окислов азота (окиси и двуокиси азота —  $NO_x$ ) обусловлены в первую очередь процессами сжигания и модулем FCC. Регулирование процесса горения может обеспечить высокую степень сокращения выбросов  $NO_x$  (технология горелки с низким выбросом  $NO_x$ ) и это может быть дополнено применением технологии селективного каталитического восстановления (SCR) или селективного некаталитического восстановления (SNCR).

**Неметановые летучие органические соединения (НМЛОС)**

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), могут быть обусловлены процессами сжигания (включая факельное) и технологическими системами сброса отходов, такими как вентиляционные и продувочные системы. Однако многие источники выбросов на перерабатывающих заводах имеют склонность к неорганизованным выбросам (см. гл. 1.B.2a.iv).

**Оксид углерода (CO)**

Помимо сжигания в факелах и печах, модули FCC и каталитического риформинга могут производить CO, но содержат топки для CO (термические окислители) с целью сокращения выбросов.

**Аммиак ( $NH_3$ )**

Выбросы этого вещества могут быть вызваны незавершенной реакцией с  $NH_3$ , добавляемого в системы снижения выбросов  $NO_x$  — селективного каталитического и некаталитического восстановления (SCR и SNCR). Регенераторы для модулей FCC могут выделять аммиак, но эти выбросы ограничиваются применением топок для CO. Кроме того, использующие аммиак рефрижераторные системы, также могут быть источниками выбросов.

**Твердые частицы**

Выбросы твердых частиц (PM) при работе перерабатывающих установок обусловлены процессом сжигания, а также определенными производственными модулями, включая модули коксования и крекинга с псевдоожиженным катализатором.

**Металлы**

Согласно BREF, к важным тяжелым металлам в сырой нефти относятся As, Hg, Ni и V. Организация Consave (Consave, 2009) также представляет методики для Cd, Cr, Cu, Pb и Zn с источниками от сжигания, горения газообразных потоков, регенераторов FCC и коксования в текучей среде. Повышенное содержание никеля и ванадия характерно для осадков от дистилляции.

**Метан ( $CH_4$ )**

Обратитесь к руководству МГЭИК.

**Двуокись углерода ( $CO_2$ )**

Обратитесь к руководству МГЭИК.

**Закись азота ( $N_2O$ )**

Обратитесь к руководству МГЭИК.

## 4.3 Средства регулирования

Подробные сведения относительно значимых технологий сокращения выбросов приведены в примечаниях к BREF для перерабатывающих и крупных установок для сжигания <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>. Значимые технологии снижения выбросов при сжигании для переработки описаны в 1.A.1.a. В общем случае модули очистки в месте



выброса от FCC обычно аналогичны методам сокращения выбросов, используемых для установок для сжигания.

## 4.4 Методы

### 4.4.1 Выбор метода

На рис. 4-1 приведена процедура выбора метода оценки для технологических выбросов от очистки нефти. Основная идея состоит в следующем:

- Если доступна подробная информация, необходимо ее использовать;
- Если категория источников является ключевой категорией, применяется Уровень 2 или лучший метод, кроме того собираются подробные входные данные. Дерево решений направляет пользователя в таких случаях к методу Уровня 2, так как предполагается, что легче получить необходимые входные данные для данного подхода, чем собрать данные уровня объекта для оценки Уровня 3.
- Альтернативный вариант для метода Уровня 3 при помощи детального моделирования процесса не включен в дерево решений. Однако подробное моделирование всегда выполняется на уровне объекта, при этом результаты моделирования можно увидеть в виде данных объекта дерева решений.

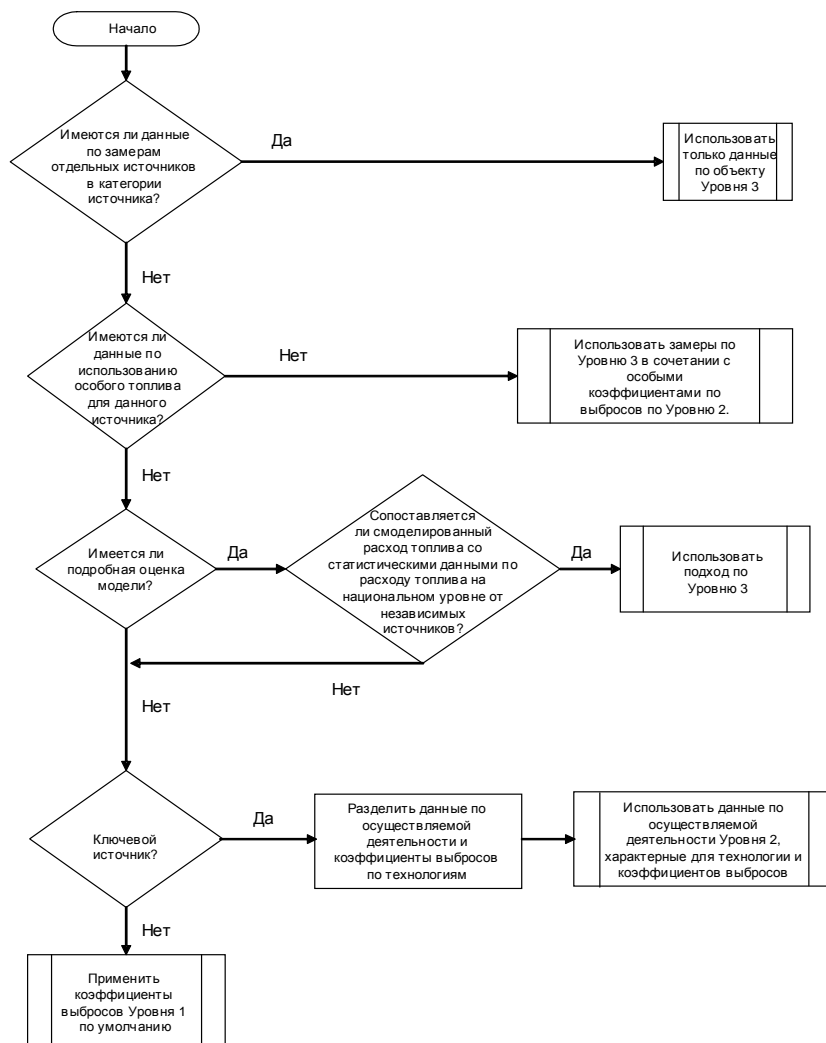


Рис. 4-1. Дерево решений для сжигания при очистке нефти

#### 4.4.2 Подход по умолчанию Уровня 1

##### 4.4.2.1 Алгоритм

В подходе Уровня 1 для выбросов от сжигания используется общее уравнение:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{потребление топлива}} \times EF_{\text{загрязнитель}} \quad (1)$$

$E_{\text{загрязнитель}}$  ежегодные выбросы загрязняющего вещества

$EF_{\text{загрязнитель}}$  коэффициент выбросов этого вещества

$AR_{\text{потребление топлива}}$  степень активности по потреблению топлива

Это уравнение применяется на национальном уровне, используя ежегодное национальное потребление топлива (детализированное по типам топлива). Информация по потреблению топлива, подходящая для оценки выбросов при использовании упрощенной методики, широко доступна из статистических ежегодников ООН или национальной статистики.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 предполагают использование средней или типичной технологии и мер сокращения выбросов. Тем не менее, коэффициенты выбросов для данной главы отражают неконтролируемые выбросы природного газа.

В тех случаях, когда учитываются определенные меры по сокращению выбросов, метод Уровня 1 применять нельзя, и тогда следует воспользоваться методом Уровня 2 или Уровня 3.

##### 4.4.2.2 Коэффициенты выбросов по умолчанию

Коэффициенты выбросов, используемые по умолчанию для видов деятельности по сжиганию в Уровне 1, основываются на типах топлива, включая типы топлива, которые являются общими с категорией деятельности 1.А.1.а. Поскольку основное сжигание выполняется в технологических печах без соприкосновения с нагреваемым материалом, то коэффициенты, используемые в Уровне 1 по умолчанию для сжигания при очистке можно часто получить из классификации топлива методом Уровня 1 для категории 1.А.1.а (см. табл. 4-2).

**Таблица 4-2. Классификация топлива для метода Уровня 1**

Тип топлива Уровня 1	Связанные с этим типом другие виды топлива	Где приводятся
Природный газ	Природный газ	См. 1.А.1.а Уровень 1
Тяжелое дизельное топливо	Остаточный нефтепродукт, сырье нефтепереработки, нефтяной кокс	См. 1.А.1.а Уровень 1
Другие виды жидкого топлива	(а) Газойл, керосин, нефтя, природный сжиженный газ, сжиженный нефтяной газ, оримульсия, битум, сланцевое масло	(а) См. 1.А.1.а Уровень 1
	(б) Нефтезаводской газ	(б) Табл. 4-3

Коэффициенты выбросов, используемые в Уровне 1 для нефтезаводского газа по умолчанию и приведенные в табл. 4-3, были получены из коэффициентов выбросов, опубликованных USEPA (USEPA, 1998) и в других источниках, включая коэффициенты, относящиеся к промышленному сектору (Copesaw, 2009). При отсутствии подробных данных по сравнительному использованию различных технологий сжигания или сокращения выбросов, которые различны в разных странах, предложенные коэффициенты представляют собой среднее значение для всего диапазона используемых технологий при 95 % доверительном интервале по выбросам в рассматриваемом секторе.

Коэффициент выброса для двуокиси серы приведен в таблице Уровня 1, он основывается на ряде опубликованных коэффициентов, некоторые из которых представляют весьма

отличающиеся уровни содержания серы в данном топливе. Когда известно содержание серы в топливе, тогда рекомендуется рассчитывать коэффициент выброса серы исходя из его содержания в топливе.

**Таблица 4-3. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.б Нефтезаводской газ**

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
1.А.1.б		Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Нефтезаводской газ				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , Se, Zn, PCDD/F, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordanecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	60	г/ГДж	36	84	US EPA 1998, глава 1.4
CO	39	г/ГДж	24	55	US EPA 1998, глава 1.4
НМЛОС	2.6	г/ГДж	1.3	5.2	US EPA 1998, глава 1.4
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.17	0.39	US EPA 1998, глава 1.4
ОКВЧ	0.89	г/ГДж	0.30	2.7	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>10</sub>	0.89	г/ГДж	0.30	2.7	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>2.5</sub>	0.89	г/ГДж	0.30	2.7	US EPA 1998, глава 1.4
Pb	1.8	мг/ГДж	0.9	3.6	API (1998, 2002)
Cd	0.71	мг/ГДж	0.36	1.4	API (1998, 2002)
Hg	0.09	мг/ГДж	0.04	0.17	API (1998, 2002)
As	0.34	мг/ГДж	0.17	0.69	API (1998, 2002)
Cr	2.7	мг/ГДж	1.4	5.5	API (1998, 2002)
Cu	2.2	мг/ГДж	1.1	4.4	API (1998, 2002)
Ni	3.6	мг/ГДж	1.8	7.2	API (1998, 2002)
Benzo(a)pyrene	0.67	мкг/ГДж	0.22	2.0	API (1998, 2002)
Benzo(b)fluoranthene	1.1	мкг/ГДж	0.4	3.4	API (1998, 2002)
Benzo(k)fluoranthene	0.63	мкг/ГДж	0.21	1.9	API (1998, 2002)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.63	мкг/ГДж	0.21	1.9	API (1998, 2002)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент выбросов SO<sub>2</sub> также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.

Если метод Уровня 1 используется для технологических выбросов (гл. 1.В.2.a.iv), то выбросы от сжигания уже включены и о них не следует сообщать снова в гл. 1.А.1.б, поскольку это приведет к их двойному учету.

#### 4.4.2.3 Данные по виду деятельности Уровня 1

Информацию по использованию энергии, применимую для оценки выбросов с использованием более простой методологии оценки Уровня 1, можно получить в Национальных статистических службах (НСС) или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях МГЭИК 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу

[www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)

Вид деятельности и коэффициент выброса следует определять на том же уровне группирования, зависящем от доступности данных. Статистику по видам деятельности следует определить в рамках рассматриваемой страны или региона, используя для этого подходящие статистические данные. Этот вид деятельности должен соответствовать потребляемой энергии рассматриваемых источников выброса (потребление переработанного или исходного топлива в [ГДж]).

### 4.4.3 Технологический подход Уровня 2

#### 4.4.3.1 Алгоритм

Подход Уровня 2 аналогичен Уровню 1. Для применения подхода Уровня 2 необходимо использовать как данные по виду деятельности, так и коэффициенты выбросов в соответствии с используемым в рассматриваемой стране топливом и технологиями сжигания. Эти технологии могут включать:

- типы перерабатывающих установок;
- мощности перерабатывающих установок;
- применяемые в этой стране методы сокращения выбросов.

Возможны два подхода:

детализовать используемое в рассматриваемой стране топливо для моделирования различных типов установок сжигания и ограничения выбросов в регистр с помощью

- раздельного задания данных по видам деятельности, используя каждый из установленных типов технологических процессов (все вместе в приведенной ниже формуле обозначается 'технологии') и
- применения коэффициентов выброса в зависимости от используемой технологии для каждого типа процесса:

$$E_{\text{загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} AR_{\text{производство, технология}} \times EF_{\text{технология, загрязнитель}} \quad (2)$$

получить коэффициенты выбросов, зависящие от страны, ознакомившись с различными технологиями сжигания мусора в рамках национальных данных по установкам для сжигания (и используемого топлива) и применить зависящий от страны коэффициент выброса для используемого в рассматриваемой стране топлива.

$$EF_{\text{страна, загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} \text{Просачивание}_{\text{технология}} \times EF_{\text{технология, загрязнитель}} \quad (3)$$

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{производство}} \times EF_{\text{страна, загрязнитель}}$$

Оба подхода с математической точки зрения очень похожи или даже идентичны. Выбор того или иного подхода, в основном, зависит от доступности данных. Если данные по виду деятельности действительно доступны, то первый подход кажется более предпочтительным. Если, однако, нет прямых данных по виду деятельности, использование различных технологий в пределах рассматриваемых отраслей промышленности можно оценить из данных по мощности, или иных заменяющих данных, которые бы отражали размеры установок, использующих различные технологии.

#### 4.4.3.2 Коэффициенты технологических выбросов

При применении подхода по Уровню 2 для обработки выбросов от химического производства требуются коэффициенты выброса, характерные для технологии. Примеры приведены в этом разделе. Документация BREF для перерабатывающих установок доступна на сайте <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm> и содержит инструкцию по использованию достижимого уровня выбросов. Коэффициенты выбросов, полученные из достижимых уровней выбросов (AEL), согласно документации BREF, для сравнения приводятся в разделе 6.3.1.

В этом разделе приводятся серии коэффициентов выбросов для загрязняющих веществ, которые зависят от используемой технологии сжигания, например, для котлов, а также технологических нагревателей и печей; эти коэффициенты представляют более широкий диапазон типов топлив и технологий сжигания, чем требуется для подхода Уровня 1. Но при этом они не представляют какую-то определенную технологию сжигания или сокращения выбросов, но предлагают большую степень разукрупнения, чем для подхода Уровня 1.

Многие из этих коэффициентов были включены в методические указания для оценки выбросов производственных объектов для E-PRTR (Concawe, 2009) и представляют собой коэффициенты выбросов без применения мер по их сокращению.

Коэффициенты выбросов для окислов серы приведены в таблицах Уровня 2. Когда в рассматриваемой стране известно о содержании серы в топливе и применяемых мерах по ограничению выбросов, тогда рекомендуется рассчитывать коэффициент выброса серы исходя из его содержания в топливе, учитывая эффективность мер по сокращению выбросов.

Методика расчета выбросов  $\text{NO}_x$  приводится в Concawe, 2009 в качестве рекомендованного для этого сектора метода для перерабатывающих предприятий при использовании в отчетах по выбросам. Однако образование  $\text{NO}_x$  является сложным процессом и зависит от ряда параметров (например, содержания водорода, влажности, мощности горелки), которые могут быть недоступны для применения в методе Уровня 2.

Возможно усовершенствование методики Уровня 2, которое позволяет включать меры по сокращению выбросов с помощью использования коэффициентов, полученных из данных по выбросам. Для получения сведений о коэффициентах выбросов, относящихся к газовым турбинам, следует обратиться к 1.А.1.а, в подраздел 3.4.3.2, к таблицам с коэффициентами выбросов для Уровня 2 в настоящей главе.

Сводка по коэффициентам, используемым в Уровне 2, содержится в табл. 4-4.

**Таблица 4-4. Коэффициенты выбросов Уровня 2 по умолчанию**

Технология сжигания	Соответствующие типы топлива	Где можно найти коэффициенты для Уровня 2
Технологические печи	Остаточный нефтепродукт	Табл. 4-5
	Газойл	Табл. 4-6
	СНГ	Табл. 4-5
	Нефтезаводской газ	См. Уровень 1 (Табл. 4-3)
	Природный газ	Табл. 4-9
Газовые турбины	Разнообразные газы	См. раздел 1.А.1.а
Газовый двигатель	Природный газ	Табл. 4-9
Двигатель с воспламенением от сжатия	Газойл	Табл. 4-10

**Таблица 4-5. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие остаточные нефтепродукты**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Остаточные нефтепродукты (очищенное нефтяное топливо)				
ИНЗВ (если применимо)	0103	Нефтеочистительные установки			
Технологии/методики	Технологические печи, нагреватели и котлы				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , Se, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordane, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	125	г/ГДж	60	330	US EPA 1998, глава 1.3
CO	15	г/ГДж	9.1	21	US EPA 1998, глава 1.3
НМЛОС	2.3	г/ГДж	0.7	4.1	US EPA 1998, глава 1.3
SO <sub>x</sub>	485	г/ГДж	146	1700	См. примечание
ОКВЧ	20	г/ГДж	12	28	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM <sub>10</sub>	15	г/ГДж	9	21	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
PM2.5	9	г/ГДж	5	13	Экспертная оценка на основании исследований Visschedijk et al (2004)
Pb	4.6	мг/ГДж	0.9	23	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.2	мг/ГДж	0.2	6.0	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	0.11	мг/ГДж	0.02	0.57	US EPA 1998, глава 1.3
As	4.0	мг/ГДж	0.8	20	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	15	мг/ГДж	3.0	74	API (1998, 2002)
Cu	12	мг/ГДж	2.4	60	API (1998, 2002)
Ni	1030	мг/ГДж	206	5150	API (1998, 2002)
Zn	49	мг/ГДж	10	247	API (1998, 2002)
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	2.5	нг I-TEQ/ГДж	1.3	3.8	UNEP (2005); Котлы, работающие на тяжелом топливе

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

Таблица 4-6. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие газойл

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	0103	Нефтеочистительные установки			
Технологии/методики	Технологические печи, нагреватели и котлы				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCDD/F, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordane, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Lower	Upper	
NO <sub>x</sub>	60	г/ГДж	20	80	US EPA 1998, глава 1.3
CO	16	г/ГДж	5.4	50	US EPA 1998, глава 1.3
НМЛОС	1.1	г/ГДж	0.5	3.0	US EPA 1998, глава 1.3
SO <sub>x</sub>	46	г/ГДж	37	460	См. примечание
ОКВЧ	6.5	г/ГДж	1.3	32	US EPA 1998, глава 1.3
PM10	3.2	г/ГДж	0.6	16	US EPA 1998, глава 1.3
PM2.5	0.8	г/ГДж	0.2	4.0	US EPA 1998, глава 1.3
Pb	4.1	мг/ГДж	2.0	8.1	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.4	мг/ГДж	0.7	2.7	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	1.4	мг/ГДж	0.7	2.7	US EPA 1998, глава 1.3
As	1.8	мг/ГДж	0.9	3.6	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	1.4	мг/ГДж	0.7	2.7	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	2.7	мг/ГДж	1.4	5.4	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	1.4	мг/ГДж	0.7	2.7	US EPA 1998, глава 1.3
Se	6.8	мг/ГДж	0.7	68	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	1.8	мг/ГДж	0.9	3.6	US EPA 1998, глава 1.3

Примечание:

Основывается на удельном содержании серы в 0,1 % (массовые доли).

Таблица 4-7. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие сжиженный нефтяной газ

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	СНГ				
ИНЗВ (если применимо)	0103	Нефтеочистительные установки			
Технологии/методики	Технологические печи, нагреватели и котлы				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	64	г/ГДж	13	322	US EPA 2008, глава 1.5
CO	37	г/ГДж	7.4	185	US EPA 2008, глава 1.5
НМЛОС	4.0	г/ГДж	0.8	19.8	US EPA 2008, глава 1.5
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.17	0.39	US EPA 1998, глава 1.4
OKBЧ	0.99	г/ГДж	0.20	4.9	US EPA 2008, глава 1.5
PM <sub>10</sub>	0.99	г/ГДж	0.20	4.9	US EPA 2008, глава 1.5
PM <sub>2.5</sub>	0.99	г/ГДж	0.20	4.9	US EPA 2008, глава 1.5
Pb	0.2	мг/ГДж	0.1	0.7	US EPA 1998, глава 1.4
Cd	0.5	мг/ГДж	0.2	1.6	US EPA 1998, глава 1.4
Hg	0.10	мг/ГДж	0.05	0.15	van der Most & Veldt 1992
As	0.09	мг/ГДж	0.03	0.28	US EPA 1998, глава 1.4
Cr	0.7	мг/ГДж	0.2	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Cu	0.4	мг/ГДж	0.2	0.8	US EPA 1998, глава 1.4
Ni	1.0	мг/ГДж	0.5	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Se	0.01	мг/ГДж	0.004	0.03	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	14	мг/ГДж	4.5	41	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(a)pyrene	0.6	мкг/ГДж	0.2	0.6	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(b)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(k)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Коэффициенты выбросов для SO<sub>x</sub>, металлов и ПАУ из сжигания СНГ основываются на коэффициентах, предоставленных US EPA для сжигания природного газа.

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент выбросов SO<sub>2</sub> также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.



**Таблица 4-8. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие природный газ**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Природный газ				
ИНЗВ (если применимо)	0103	Нефтеочистительные установки			
Технологии/методики	Технологические печи, нагреватели и котлы				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCC				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	60	г/ГДж	35.81	83.55	US EPA 1998, глава 1.4
CO	39	г/ГДж	23.60	55.08	US EPA 1998, глава 1.4
НМЛОС	2.6	г/ГДж	1.29	5.16	US EPA 1998, глава 1.4
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.17	0.39	US EPA 1998, глава 1.4
ОКВЧ	0.89	г/ГДж	0.30	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>10</sub>	0.89	г/ГДж	0.30	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
PM2.5	0.89	г/ГДж	0.30	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
Pb	0.2	мг/ГДж	0.08	0.70	US EPA 1998, глава 1.4
Cd	0.5	мг/ГДж	0.2	1.6	US EPA 1998, глава 1.4
Hg	0.10	мг/ГДж	0.1	0.2	van der Most & Veldt 1992
As	0.09	мг/ГДж	0.0	0.3	US EPA 1998, глава 1.4
Cr	0.7	мг/ГДж	0.2	1.97	US EPA 1998, глава 1.4
Cu	0.4	мг/ГДж	0.2	0.80	US EPA 1998, глава 1.4
Ni	1.0	мг/ГДж	0.5	1.97	US EPA 1998, глава 1.4
Se	0.01	мг/ГДж	0.0	0.03	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	14	мг/ГДж	4.5	41	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(a)pyrene	0.6	мкг/ГДж	0.2	0.6	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(b)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(k)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент выбросов SO<sub>2</sub> также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.

**Таблица 4-9. Коэффициенты выброса Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие природный газ**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Природный газ				
ИНЗВ (если применимо)	010305	Очистка нефти и нефтепродуктов – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Поршневые двигатели, работающие на газе				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	410	г/ГДж	200	810	US EPA 2000, глава 3.2; см. 4 – тактные двигатели, работающие на бедной смеси
CO	270	г/ГДж	130	530	US EPA 2000, глава 3.2; см. 4 – тактные двигатели, работающие на бедной смеси
НМЛОС	60	г/ГДж	30	110	US EPA 2000, глава 3.2; см. 4 – тактные двигатели, работающие на бедной смеси
SO <sub>x</sub>	0.3	г/ГДж	0.17	0.39	US EPA 2000, глава 3.2; см. 4 – тактные двигатели, работающие на бедной смеси
ОКВЧ	0.89	г/ГДж	0.30	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>10</sub>	0.89	г/ГДж	0.30	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
PM <sub>2.5</sub>	0.89	г/ГДж	0.30	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
Pb	0.2	мг/ГДж	0.1	0.70	US EPA 1998, глава 1.4
Cd	0.5	мг/ГДж	0.17	1.55	US EPA 1998, глава 1.4
Hg	0.1	мг/ГДж	0.05	0.15	van der Most & Veldt 1992
As	0.09	мг/ГДж	0.03	0.28	US EPA 1998, глава 1.4
Cr	0.66	мг/ГДж	0.2	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Cu	0.4	мг/ГДж	0.2	0.8	US EPA 1998, глава 1.4
Ni	1.0	мг/ГДж	0.5	2.0	US EPA 1998, глава 1.4
Se	0.01	мг/ГДж	0	0	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	14	мг/ГДж	5	41	US EPA 1998, глава 1.4
Benzo(a)pyrene	0.6	мг/ГДж	0.2	0.6	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(b)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(k)fluoranthene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.8	мкг/ГДж	0.3	0.8	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Коэффициенты выбросов для металлов и ПАУ основываются на коэффициентах для природного газа, сжигаемого в котлах.

Коэффициент для SO<sub>x</sub> основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент выбросов SO<sub>2</sub> также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.

**Таблица 4-10. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Дизельные двигатели, использующие газойл**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	010305	Очистка нефти и нефтепродуктов – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Поршневые двигатели (компрессионный впрыск)				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , PCDD/F, HCB				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	1450	г/ГДж	680	2050	US EPA 1996, глава 3.3
CO	385	г/ГДж	193	578	US EPA 1996, глава 3.3
НМЛОС	37	г/ГДж	19	56	US EPA 1996, глава 3.3
SO <sub>x</sub>	46	г/ГДж	4.6	461	См. примечание
ОКВЧ	28.1	г/ГДж	14.1	56.2	US EPA 1996, глава 3.3
PM <sub>10</sub>	22.4	г/ГДж	11.2	44.8	US EPA 1996, глава 3.3
PM2.5	21.7	г/ГДж	10.9	43	US EPA 1996, глава 3.3
Pb	4.07	мг/ГДж	0.4	41	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
As	1.8	мг/ГДж	0.2	18	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	2.7	мг/ГДж	0.3	27	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	1.4	мг/ГДж	0.1	14	US EPA 1998, глава 1.3
Se	6.8	мг/ГДж	0.7	68	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	1.8	мг/ГДж	0.2	18	US EPA 1998, глава 1.3
Benzo(a)pyrene	0.12	мг/ГДж	0.06	0.12	US EPA 1996, глава 3.3 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Benzo(b)fluoranthene	0.50	мг/ГДж	0.25	0.75	US EPA 1996, глава 3.3
Benzo(k)fluoranthene	0.10	мг/ГДж	0.05	0.10	US EPA 1996, глава 3.3 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.19	мг/ГДж	0.09	0.19	US EPA 1996, глава 3.3 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

1. Коэффициент для SO<sub>x</sub> не предполагает использования средств ограничения выбросов SO<sub>2</sub> и основывается на удельном содержании серы в 0,1 % (в массовых долях), используя расчеты EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.
2. ОКВЧ основывается на коэффициенте AP-42 для PM<sub>10</sub>.
3. Коэффициенты выбросов для металлов основываются на коэффициентах для сжигания нефти в котлах.

#### 4.4.3.3 Данные по осуществляемой деятельности

Информацию по переработке, которую можно использовать для оценки выбросов, используя более простую методику (Уровень 1 или 2), можно получить в национальных статистических службах или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях МГЭИК 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу [www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)

Для подхода по Уровню 2 эти данные нужны для разделения согласно применяемым технологиям. Стандартными источниками этих данных могут быть промышленные предприятия в пределах страны, или конкретные опросные листы для отдельных установок для сжигания.

#### 4.4.4 Использование объектных данных по Уровню 3

##### 4.4.4.1 Алгоритм

В тех случаях, когда доступны достаточно качественные объектно-ориентированные данные по выбросам (см. гл. 3, Сбор данных, в части А), рекомендуется этими данными воспользоваться.

Существует две возможности:

- отчеты по производственному объекту охватывают все значимые процессы сжигания в стране;
- отчеты по выбросам на уровне производственных объектов не доступны для всех технологических перерабатывающих предприятий.

Если доступны данные, относящиеся к уровню производственного объекта, охватывающие все виды деятельности в этой стране, то предполагаемые коэффициенты выбросов (опубликованные выбросы, поделенные на используемое страной топливо) необходимо сравнить с коэффициентами выбросов, принимаемых по умолчанию, или коэффициентами, относящимися к определенной технологии сжигания. Если подразумеваемые коэффициенты выбросов находятся вне 95 % доверительного интервала для заданных значений, то рекомендуется объяснить причины этого в отчете по составлению регистра выбросов.

В зависимости от конкретных национальных особенностей и широты охвата отчетов уровня объектного уровня по сравнению с общенациональным производством стали, выбирают коэффициент выбросов ( $EF$ ) для данного уравнения, исходя из следующих возможностей в порядке уменьшения по предпочтению:

- коэффициенты технологических выбросов, основанные на знании типов технологий реализованных на заводах, на которых отчеты по выбросам на уровне завода отсутствуют;
- коэффициент подразумеваемых выбросов, который получен из имеющихся отчетов по выбросам:

$$EF = \frac{\sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}}}{\sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}}} \quad (7)$$

- коэффициент выбросов уровня 1 по умолчанию. Данный вариант следует выбирать только в том случае, если отчеты по выбросам уровня завода охватывают более 90 % общенационального производства.

##### 4.4.4.2 Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных

Многие установки для сжигания относятся к большим производственным объектам и данные по коэффициентам выбросов отдельных установок можно получить из Реестра выбросов и переносов загрязнителей (РВПЗ) или иных национальных форм отчетности по выбросам. Когда качество этих данных гарантируется хорошо разработанной системой обеспечения/контроля качества, то такие данные рекомендуется использовать. Руководство по оценке выбросов от перерабатывающих предприятий было опубликовано промышленным сектором [Copsawe, 2009]. Если для полноты охвата всех видов деятельности в той или иной стране требуется экстраполяция, то можно воспользоваться предполагаемыми коэффициентами выбросов для производственных объектов, приведенных в отчете, или коэффициентами выбросов, которые были приведены выше (см. подраздел 3.4.3.2).

##### 4.4.4.3 Данные по осуществляемой деятельности

Поскольку в РВПЗ обычно не содержатся данные по осуществляемой деятельности, такие данные в отношении выбросов объектного уровня, указанных в отчете, иногда сложно найти. Возможным источником деятельности объектного уровня могут быть реестры торговли разрешениями на выбросы.

Во многих странах национальные бюро статистики собирают данные по производству на уровне объекта, но во многих случаях в конфиденциальном порядке. Однако в некоторых странах национальные бюро статистики являются частью национальной системы инвентаризации выбросов, и при необходимости, в бюро статистики может быть выполнена экстраполяция, что гарантирует конфиденциальность данных о производстве.

## 5 1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности

### 5.1 Методики

Изготовление кокса в основном связано с производством чугуна и стали, а подробные сведения об используемых при этом технологиях можно найти в примечании к Наилучшим из имеющихся технологий (BREF), из руководства по производству чугуна и стали [EIPPCB, 2001 и 2008] и руководства USEPA.

Изготовление кокса является групповой технологией изготовления в коксовой печи, являющейся батареей печей. Уголь нагревается в неокисляющей атмосфере (пиролиз). Летучие компоненты отделяются от кокса, который затем выталкивается при высокой температуре из печи в рельсовую тележку и перевозится в башенный охладитель, чтобы прекратить окисление в воздухе. Нагревание обеспечивается сжиганием порции выделяющихся газов, после чего выполняется обработка с целью удаления аммиака, сероводорода, смол и конденсируемых органических материалов. Производство кокса с утилизацией побочных продуктов применяет технологические установки для утилизации конденсированных органических материалов и других побочных продуктов. Побочные продукты сгорают в коксовых печах, в которых не используется утилизация побочных продуктов.

### 5.2 Выбросы

Доля выбросов от установок для сжигания (рассматриваемых как точечные источники) среди суммарных выбросов, приведенная в отчетах различных стран Конгрессу по трансграничному переносу загрязнения атмосферы на большие расстояния (CLRTAP), включенные в базу данных выбросов (WebDab), приводятся в табл. 5-1:

**Таблица 5-1. Доля (%) выбросов от деятельности по производству твердого топлива среди суммарных выбросов из базы данных WebDab2005**

Код НО	Данные	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	НМЛОС	CO	NH <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	ОКВЧ
1.А.1.с — Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности	Число подотчетных стран	33	33	33	32	33	32	33	32
	Минимально достижимое значение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Обычная доля	1,5	2,0	0,2	0,8	0,0	0,9	0,7	0,9
	Наибольшая величина	11,8	20,8	3,8	8,3	0,2	12,4	8,6	12,4

#### *Оксиды серы*

Выбросы, обусловленные сжиганием коксового газа (COG). Газ подвергается обработке для удаления H<sub>2</sub>S, но остаточное содержание H<sub>2</sub>S окисляется с образованием SO<sub>2</sub>.

#### *Оксиды азота*

Выбросы оксидов азота (окиси и двуокиси азота — NO<sub>x</sub>) обусловлены в первую очередь процессами сжигания COG.

#### *Неметановые летучие органические соединения (НМЛОС)*

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), могут быть обусловлены процессами сжигания и технологическими системами сброса отходов, такими как вентиляционные и продувочные системы. Однако многие источники выбросов имеют склонность к неорганизованным выбросам.

### ***Оксид углерода (CO)***

Эти выбросы обусловлены сжиганием и неорганизованными выделениями COG.

### ***Твердые частицы***

Выбросы твердых частиц (PM) обусловлены сжиганием в коксовых печах и погрузочно-разгрузочными работами с материалами.

### ***Метан (CH<sub>4</sub>)***

Обратитесь к руководству МГЭИК.

### ***Двуокись углерода (CO<sub>2</sub>)***

Обратитесь к руководству МГЭИК.

### ***Закись азота (N<sub>2</sub>O)***

Обратитесь к руководству МГЭИК.

## **5.3 Средства регулирования**

Подробные сведения относительно значимых технологий сокращения выбросов приведены в примечаниях к BREF для производства чугуна и стали

(<http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>). Сокращение выбросов SO<sub>2</sub> осуществляется удалением из топливного газа H<sub>2</sub>S и других содержащих серу соединений.

## **5.4 Методы**

### ***5.4.1 Выбор метода***

На рис. 5-1 представлена процедура выбора метода для оценки выбросов при сжигании в отраслях энергетической и перерабатывающей промышленности. Основная идея состоит в следующем:

- Если доступна подробная информация, необходимо ее использовать;
- Если категория источников является ключевой категорией, применяется Уровень 2 или лучший метод, кроме того собираются подробные входные данные. Дерево решений направляет пользователя в таких случаях к методу Уровня 2, так как предполагается, что легче получить необходимые входные данные для данного подхода, чем собрать данные уровня объекта для оценки Уровня 3.
- Альтернативный вариант для метода Уровня 3 при помощи детального моделирования процесса не включен в дерево решений. Однако подробное моделирование всегда выполняется на уровне объекта, при этом результаты моделирования можно увидеть в виде данных объекта дерева решений.

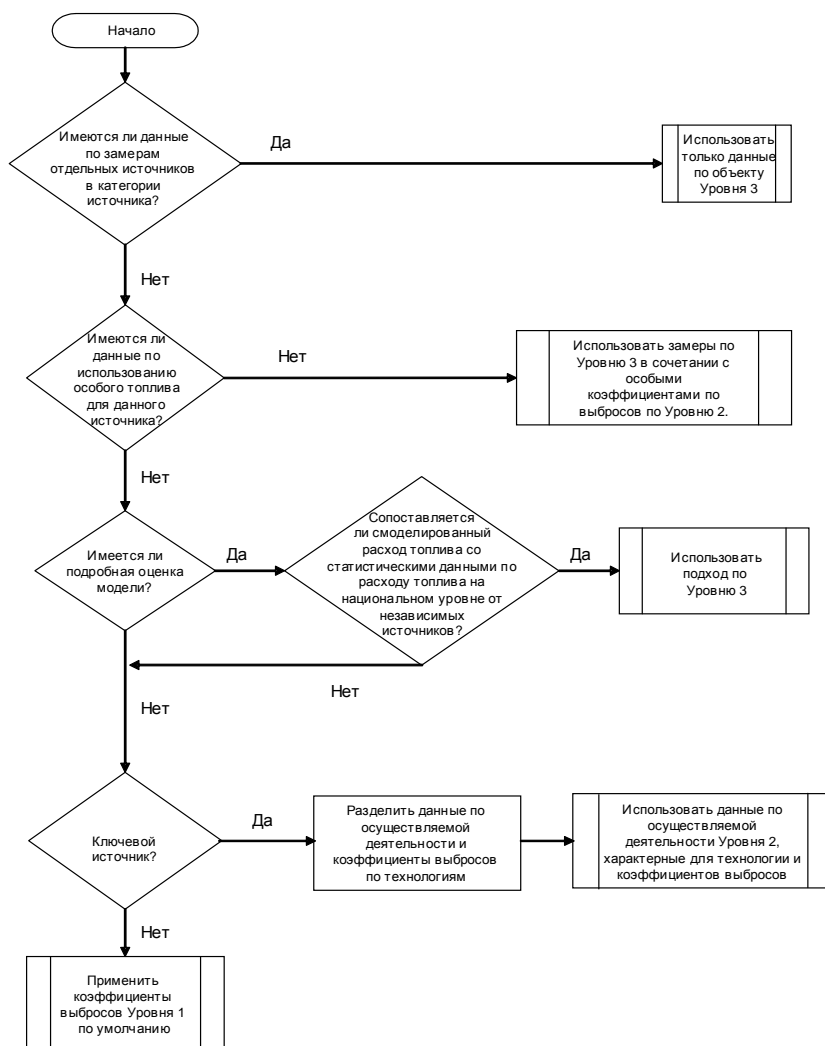


Рисунок 5-1. Дерево решений для сжигания при производстве твердого топлива

## 5.4.2 Подход по умолчанию Уровня 1

### 5.4.2.1 Алгоритм

В подходе Уровня 1 для выбросов от сжигания используется общее уравнение:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{потребление топлива}} \times EF_{\text{загрязнитель}} \quad (1)$$

где

$E_{\text{загрязнитель}}$  = ежегодные выбросы загрязняющего вещества

$EF_{\text{загрязнитель}}$  = коэффициент выброса загрязняющего вещества

$AR_{\text{потребление топлива}}$  = деятельность, характеризующаяся потреблением угля при производстве кокса или железа

Это уравнение применяется на национальном уровне, используя ежегодное национальное потребление угля (детализированное по промышленным секторам). Информация по потреблению топлива, подходящая для оценки выбросов при использовании упрощенной методики, широко доступна из статистических ежегодников ООН или национальной статистики.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 предполагают использование средней или типичной технологии и мер сокращения выбросов.

В тех случаях, когда учитываются определенные меры по сокращению выбросов, метод Уровня 1 применять нельзя, и тогда следует воспользоваться методом Уровня 2 или Уровня 3.

#### 5.4.2.2 Коэффициенты выбросов по умолчанию

Коэффициенты выбросов, используемые в методе Уровня 1 по умолчанию для технологических выбросов и выбросов при сжигании, даны в табл. 5-5. Они были получены из коэффициентов выбросов, приведенных в руководстве USEPA. Эти коэффициенты основываются на применении угля, выраженного в терминах чистой энергоемкости. Неорганизованные выбросы при этом не учитываются. При отсутствии подробных данных по сравнительному использованию различных типов коксовых печей или способов сокращения выбросов, которые различны в разных странах, предложенные коэффициенты представляют собой среднее значение для всего диапазона используемых технологий при 95 % доверительном интервале выбросов в рассматриваемом секторе.

Таблица 5-2. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.с

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.с	Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности			
Топливо	Уголь				
Не оценено	ГХБ				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCC				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	22	г/ГДж	8.7	42	US EPA 2008, глава 12.2
CO	525	г/ГДж	310	740	US EPA 2008, глава 12.2
НМЛОС	2.4	г/ГДж	0.9	4.6	US EPA 2008, глава 12.2
SO <sub>x</sub>	55	г/ГДж	6	160	US EPA 2008, глава 12.2
NH <sub>3</sub>	1.3	г/ГДж	0.8	1.9	US EPA 2008, глава 12.2
ОКВЧ	81	г/ГДж	23	200	US EPA 2008, глава 12.2
PM <sub>10</sub>	49	г/ГДж	10	120	US EPA 2008, глава 12.2
PM2.5	38	г/ГДж	8	82	US EPA 2008, глава 12.2
Pb	28.2	мг/ГДж	0.34	78	US EPA 2008, глава 12.2
Cd	1.56	мг/ГДж	0.1	4.4	US EPA 2008, глава 12.2
Hg	29.3	мг/ГДж	0.1	82	US EPA 2008, глава 12.2
As	11.24	мг/ГДж	0.22	31	US EPA 2008, глава 12.2
Cr	5.72	мг/ГДж	0.21	16	US EPA 2008, глава 12.2
Cu	24.4	мг/ГДж	0.19	68	US EPA 2008, глава 12.2
Ni	5.42	мг/ГДж	0.23	15	US EPA 2008, глава 12.2
Se	2.87	мг/ГДж	0.11	7.9	US EPA 2008, глава 12.2
Zn	46.1	мг/ГДж	0.86	130	US EPA 2008, глава 12.2
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	8.9	нг I-ТЕQ/ГДж	4.5	13	UNEP 2005
Benzo(a)pyrene	0.64	мг/ГДж	0.37	1.1	US EPA 2008, глава 12.2
Benzo(b)fluoranthene	0.31	мг/ГДж	0.12	0.82	US EPA 2008, глава 12.2
Benzo(k)fluoranthene	0.26	мг/ГДж	0.11	0.64	US EPA 2008, глава 12.2
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.18	мг/ГДж	0.07	0.46	US EPA 2008, глава 12.2

Примечание:

Энергоемкость представляет собой чистую энергию угля, потребляемую коксовой печью.

#### 5.4.2.3 Данные по виду деятельности Уровня 1

Информацию по использованию энергии, применимую для оценки выбросов с использованием более простой методологии оценки Уровня 1, можно получить в Национальных статистических службах (НСС) или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).



Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях МГЭИК 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу [www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)

Вид деятельности и коэффициент выброса следует определять на том же уровне группирования, зависящем от доступности данных. Статистику рассматриваемого вида деятельности следует определить в рамках той или иной страны или региона, используя для этого подходящие статистические данные. Этот вид деятельности должен соответствовать потребляемой энергии рассматриваемых источников выброса (потребление переработанного или исходного топлива в [ГДж]).

### 5.4.3 Подход по Уровню 2

Для Уровня 2 коэффициенты выбросов представлены в зависимости от использования угля двумя различными методами. Обратите внимание, что коэффициенты выбросов можно преобразовать в г/т<sub>м</sub> кокса, получаемого превращением 1285 кг угля в т<sub>м</sub> кокса (из BREF, при изготовлении железа и стали, этот диапазон составляет 1220–1350 кг угля для т<sub>м</sub> кокса).

Эти коэффициенты представляют выбросы от сжигания и технологические выбросы от батарей коксовых печей; неорганизованные выбросы при этом не учитываются.

**Таблица 5-3. Коэффициенты выбросов Уровня 2 по умолчанию для категории источника 1.А.1.с, Производство кокса с утилизацией побочных продуктов**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.с	Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности			
Топливо	Уголь				
ИНЗВ (если применимо)	0104	Установки по преобразованию твердого топлива			
Технологии/методики	Коксовая печь (с утилизацией побочных продукты)				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	ГХБ				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCP				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	880	г/мг угля	530	1200	US EPA 2008, глава 12.2
CO	15000	г/мг угля	9200	22000	US EPA 2008, глава 12.2
НМЛОС	96	г/мг угля	58	135	US EPA 2008, глава 12.2
SO <sub>x</sub>	515	г/мг угля	174	1520	US EPA 2008, глава 12.2
NH <sub>3</sub>	39	г/мг угля	23	54	US EPA 2008, глава 12.2
ОКВЧ	1810	г/мг угля	655	5000	US EPA 2008, глава 12.2
PM <sub>10</sub>	905	г/мг угля	301	2718	US EPA 2008, глава 12.2
PM2.5	653	г/мг угля	242	1763	US EPA 2008, глава 12.2
Pb	17.1	мг/мг угля	9.9	30	US EPA 2008, глава 12.2
Cd	0.18	мг/мг угля	0.11	0.26	US EPA 2008, глава 12.2
Hg	0.17	мг/мг угля	0.1	0.24	US EPA 2008, глава 12.2
As	11	мг/мг угля	6.3	19	US EPA 2008, глава 12.2
Cr	7.5	мг/мг угля	6.1	9.3	US EPA 2008, глава 12.2
Cu	7.4	мг/мг угля	5.5	9.9	US EPA 2008, глава 12.2
Ni	12	мг/мг угля	6.5	21	US EPA 2008, глава 12.2
Se	3.7	мг/мг угля	3.1	4.5	US EPA 2008, глава 12.2
Zn	38	мг/мг угля	25	59	US EPA 2008, глава 12.2
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	230	нг I-TEQ/мг угля	115	250	UNEP 2005
Benzo(a)pyrene	19	мг/мг угля	11	32	US EPA 2008, глава 12.2
Benzo(b)fluoranthene	8.9	мг/мг угля	3.4	24	US EPA 2008, глава 12.2
Benzo(k)fluoranthene	7.6	мг/мг угля	3.1	19	US EPA 2008, глава 12.2
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	5.1	мг/мг угля	1.9	13	US EPA 2008, глава 12.2

**Таблица 5-4. Коэффициенты выбросов Уровня 2 по умолчанию для категории источника 1.А.1.с, Производство кокса без утилизации побочных продуктов**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.с	Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности			
Топливо	Уголь				
ИНЗВ (если применимо)	0104	Установки по преобразованию твердого топлива			
Технологии/методики	Коксовая печь (без утилизации побочных продуктов)				
Региональные условия	нет данных				
Технологии снижения загрязнений	нет данных				
Не оценено	ГХБ				
Не применяется	Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, PCP, SCCC				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	420	г/мг угля	250	590	US EPA 2008, глава 12.2
CO	15000	г/мг угля	9000	21100	US EPA 2008, глава 12.2
НМЛОС	41	г/мг угля	25	58	US EPA 2008, глава 12.2
SO <sub>x</sub>	2700	г/мг угля	1500	4800	US EPA 2008, глава 12.2
NH <sub>3</sub>	39	г/мг угля	23	54	US EPA 2008, глава 12.2
ОКВЧ	2900	г/мг угля	1500	5600	US EPA 2008, глава 12.2
PM <sub>10</sub>	1900	г/мг угля	1100	3300	US EPA 2008, глава 12.2
PM <sub>2.5</sub>	1600	г/мг угля	1000	2400	US EPA 2008, глава 12.2
Pb	1600	мг/мг угля	970	2300	US EPA 2008, глава 12.2
Cd	90	мг/мг угля	54.1	126	US EPA 2008, глава 12.2
Hg	1700	мг/мг угля	1020	2400	US EPA 2008, глава 12.2
As	640	мг/мг угля	390	900	US EPA 2008, глава 12.2
Cr	320	мг/мг угля	190	450	US EPA 2008, глава 12.2
Cu	1400	мг/мг угля	840	2000	US EPA 2008, глава 12.2
Ni	300	мг/мг угля	180	420	US EPA 2008, глава 12.2
Se	160	мг/мг угля	98	230	US EPA 2008, глава 12.2
Zn	2600	мг/мг угля	1600	3700	US EPA 2008, глава 12.2
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (PCDD/F)	230	нг I-TEQ/мг угля	115	250	UNEP 2005
Benzo(a)pyrene	19	мг/мг угля	11	32	US EPA 2008, глава 12.2
Benzo(b)fluoranthene	8.9	мг/мг угля	3.3	24	US EPA 2008, глава 12.2
Benzo(k)fluoranthene	7.6	мг/мг угля	3.1	19	US EPA 2008, глава 12.2
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	5.1	мг/мг угля	2.0	13	US EPA 2008, глава 12.2

#### 5.4.4 Использование объектных данных по Уровню 3

##### 5.4.4.1 Алгоритм

В тех случаях, когда доступны достаточно качественные объектно-ориентированные данные по выбросам (см. гл. 3, Сбор данных, в части А), рекомендуется этими данными воспользоваться. Существует две возможности:

- отчеты по производственному объекту охватывают все значимые процессы сжигания в стране;
- отчеты по выбросам, относящиеся к уровню производственного объекта, не доступны для всех значимых процессов сжигания в рассматриваемой стране.

Если доступны данные, относящиеся к уровню производственного объекта, охватывающие все виды деятельности в этой стране, то предполагаемые коэффициенты выбросов (опубликованные выбросы, поделенные на используемое страной топливо) необходимо сравнить с коэффициентами выбросов, принимаемых по умолчанию, или коэффициентами, относящимися к определенной технологии сжигания. Если подразумеваемые коэффициенты выбросов находятся вне 95 % доверительного интервала для заданных значений, то рекомендуется объяснить причины этого в отчете по составлению регистра выбросов.

В зависимости от конкретных национальных особенностей и широты охвата отчетов уровня объектного уровня по сравнению с общенациональным производством стали, выбирают

коэффициент выбросов ( $EF$ ) для данного уравнения, исходя из следующих возможностей в порядке уменьшения по предпочтению:

- коэффициенты технологических выбросов, основанные на знании типов технологий реализованных на заводах, на которых отчеты по выбросам на уровне завода отсутствуют;
- коэффициент подразумеваемых выбросов, который получен из имеющихся отчетов по выбросам:

$$EF = \frac{\sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}}}{\sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}}} \quad (7)$$

- коэффициент выбросов уровня 1 по умолчанию. Данный вариант следует выбирать только в том случае, если отчеты по выбросам уровня завода охватывают более 90 % общенационального производства.

#### 5.4.4.2 Уровень 3: Использование объектных данных

Многие установки для сжигания относятся к большим производственным объектам и данные по коэффициентам выбросов отдельных установок можно получить из Реестра выбросов и переносов загрязнителей (РВПЗ) или иных национальных форм отчетности по выбросам. Когда качество этих данных гарантируется хорошо разработанной системой обеспечения/контроля качества и отчеты по выбросам прошли проверку по независимой аудиторской схеме, то такие данные рекомендуется использовать. Если для полноты охвата всех видов деятельности в той или иной стране требуется экстраполяция, то можно воспользоваться предполагаемыми коэффициентами выбросов для производственных объектов, приведенных в отчете, или коэффициентами выбросов, которые были приведены выше (см. подраздел 3.4.3.2).

#### 5.4.4.3 Данные по осуществляемой деятельности

Поскольку в РВПЗ обычно не содержатся данные по осуществляемой деятельности, такие данные в отношении выбросов объектного уровня, указанных в отчете, иногда сложно найти. Возможным источником деятельности объектного уровня могут быть реестры торговли разрешениями на выбросы.

Во многих странах национальные бюро статистики собирают данные по производству на уровне объекта, но во многих случаях в конфиденциальном порядке. Однако в некоторых странах национальные бюро статистики являются частью национальной системы инвентаризации выбросов, и, при необходимости, в бюро статистики может быть выполнена экстраполяция, что гарантирует конфиденциальность данных о производстве.

## 6 Качество данных

### 6.1 Полнота

Нет особых разногласий, однако имеется разделение выбросов при сжигании от других выбросов, связанных с рассматриваемыми видами деятельности, что может потенциально привести к исключению выбросов.

### 6.2 Предотвращение двойного учета с другими секторами

Если можно разбить данные выбросы, это следует сделать. Однако необходимо принять меры для того, чтобы не было двойного учета выбросов (например, выбросы от сжигания и технологические выбросы).

## 6.3 Проверка достоверности

### 6.3.1 Коэффициенты выбросов при использовании наилучших из имеющихся технологий (ВАТ)

Таблица 6-1. Коэффициенты выбросов, предполагая использование ВАТ, для категории источника 1.А.1.а

Загрязнитель	Тип топлива [1]	Новая или уже существующая установка [2]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O <sub>2</sub> , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м <sup>3</sup> при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O <sub>2</sub>		Коэффициент выбросов, г/ГДж (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
ОКВЧ	уголь	новая	50-100	6	5	20	1.8	7.2
		новая	100-300	6	5	20	1.8	7.2
		новая	> 300	6	5	20	1.8	7.2
	уголь	существующая	50-100	6	5	30	1.8	10.9
		существующая	100-300	6	5	30	1.8	10.9
		существующая	> 300	6	5	30	1.8	10.9
	древесина	новая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
		новая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
		новая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
	древесина	существующая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
		существующая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
		существующая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
	нефть	новая	50-100	3	5	20	1.4	5.7
		новая	100-300	3	5	20	1.4	5.7
		новая	> 300	3	5	10	1.4	2.8
	нефть	существующая	50-100	3	5	30	1.4	8.5
		существующая	100-300	3	5	25	1.4	7.1
		существующая	> 300	3	5	20	1.4	5.7
газ	новая	GT	15	5		4.3		
	существующая	GT	15	5		4.3		
NOx	уголь	новая	50-100	6	90	300	32.6	108.7
		новая	100-300	6	90	200	32.6	72.5
		новая	> 300	6	50	150	18.1	54.3
	уголь	существующая	50-100	6	90	300	32.6	108.7
		существующая	100-300	6	90	200	32.6	72.5
		существующая	> 300	6	50	200	18.1	72.5
	древесина	новая	50-100	6	150	250	57.9	96.4
		новая	100-300	6	150	200	57.9	77.1
		новая	> 300	6	50	150	19.3	57.9
	древесина	существующая	50-100	6	150	300	57.9	115.7
		существующая	100-300	6	150	250	57.9	96.4
		существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
	нефть	новая	50-100	3	150	300	42.4	84.9
		новая	100-300	3	50	150	14.1	42.4
		новая	> 300	3	50	100	14.1	28.3
	нефть	существующая	50-100	3	150	450	42.4	127.3
		существующая	100-300	3	50	200	14.1	56.6
		существующая	> 300	3	50	150	14.1	42.4
газ	новая	> 50	3	50	100	14.2	28.3	
	существующая	> 50	3	50	100	14.2	28.3	
газ	новая	газовая турбина	15	20	50	17.2	43.0	
	существующая	газовая турбина	15	20	90	17.2	77.3	
газ	новая	газовый двигатель	15	20	75	17.2	64.4	
	существующая	газовый двигатель	15	20	100	17.2	85.9	
SO <sub>2</sub>	уголь	новая	50-100	6	150	400	54.3	144.9
		новая	100-300	6	100	200	36.2	72.5
		новая	> 300	6	20	200	7.2	72.5
	уголь	существующая	50-100	6	150	400	54.3	144.9
		существующая	100-300	6	100	250	36.2	90.6
		существующая	> 300	6	20	200	7.2	72.5
	древесина	новая	50-100	6	200	300	77.1	115.7
		новая	100-300	6	150	300	57.9	115.7
	древесина	новая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
		существующая	50-100	6	200	300	77.1	115.7

Загрязнитель	Тип топлива [1]	Новая или уже существующая установка [2]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O <sub>2</sub> , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м <sup>3</sup> при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O <sub>2</sub>		Коэффициент выбросов, г/ГДж (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
	древесина	существующая	100-300	6	150	300	57.9	115.7
	древесина	существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
	нефть	новая	50-100	3	100	350	28.3	99.0
	нефть	новая	100-300	3	100	200	28.3	56.6
	нефть	новая	> 300	3	50	150	14.1	42.4
	нефть	существующая	50-100	3	100	350	28.3	99.0
	нефть	существующая	100-300	3	100	250	28.3	70.7
	нефть	существующая	> 300	3	50	200	14.1	56.6
	газ	новая	газовая турбина	15	10		8.6	
	газ	существующая	газовая турбина	15	10		8.6	

Примечание:

1. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для 'твердого топлива', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторному топливу.
2. Новые и уже существующие установки разграничены согласно IPPC.

В BREF для перерабатывающих предприятий приводятся несколько более широкие взгляды на BAT для выбросов при переработке. В табл. 6-2 содержится краткое изложение представленной там информации. Обратите внимание, что в отсутствие подробных сведений о потреблении газообразного топлива коэффициенты выбросов обычно получают из концентраций в выбросах, предполагая использование природного газа. Выбросы BAT для процессов получения, переработки и использования энергии здесь не представлены.

**Таблица 6-2. Коэффициенты выбросов при использовании BAT для переработки топлива**

Технологическая установка	Загрязнитель	Период усреднения	Стандартное содержание O <sub>2</sub> , % об. сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м <sup>3</sup> при н.у. (0°C, 101,3 кПа) сухая среда при стандартном содержании O <sub>2</sub>		Коэффициент выброса, г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
				Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
Весь цикл Переработка	SO <sub>2</sub>	сутки	3	60	850	17	241
		месяц	3	100	1200	28	340
	год	3	1000	1400	283	396	
	NO <sub>x</sub>	сутки	3	70	200	20	57
		месяц	3	100	450	28	127
		год	3	200	500	57	142
Каталитическая крекинг-установка Котел для CO	CO	-	3	50	100	14	28
	NO <sub>x</sub>	-	3	100	500	28	142
Без котла для CO (регулирование O <sub>2</sub> )	CO	-	3	50	100	14	28
	NO <sub>x</sub>	-	3	300	600	85	170
SCR/SNCR	NO <sub>x</sub>	-	3	40	150	11	43
	TSP	-	3	10	50	3	14
FGD/(низкое S)	SO <sub>2</sub>	-	3	10	350	3	99

В документации по ВАТ для коксовых печей указывается, что применение десульфурованного коксового газа и технологий сжигания с низким выделением  $\text{NO}_x$  представляет ВАТ на новой или современной установке. Указанные уровни содержания  $\text{H}_2\text{S}$  в  $500\text{--}1\ 000\ \text{мг/м}^3$  в топливе соответствуют уровням после десульфуризации. Однако необходима дополнительная информация для расчета коэффициента выбросов; оценочный диапазон коэффициентов для  $\text{SO}_2$  в  $60\text{--}120\ \text{г/ГДж}^{-1}$  был рассчитан в предположении теплоты сгорания в  $16,2\ \text{МДж/м}^3$  [DUKES, 2007].

Оценочные коэффициенты выбросов ВАТ (предполагая природный газ как топливо) для  $\text{NO}_x$  составляют  $140\text{--}220\ \text{г/ГДж}^{-1}$ .

### 6.3.2 Содержание серы в топливе

Для технологических процессов, не использующих мер по сокращению выбросов  $\text{SO}_2$ , содержание серы в топливе дает возможность рассчитать коэффициент выбросов  $\text{SO}_2$ .

$$EF_{\text{SO}_2} = \frac{[S] \times 20.000}{CV}$$

где:

$EF_{\text{SO}_2}$  – коэффициент выброса  $\text{SO}_2$ ,  $\text{г/ГДж}^{-1}$

[S] – удельное содержание серы (весовое)

CV – низшая теплота сгорания,  $\text{ГДж/т}^{-1}$

2 является соотношением относительной молекулярной массы  $\text{SO}_2$  и серы

Это уравнение можно расширить с целью включения коэффициента содержания  $\text{SO}_2$  в золе.

Жидкое топливо в ЕС зависит от предельно допустимого содержания серы (ЕС SCOLF, 1999/2005), как показано в Таблице 6-3. Коэффициенты выбросов  $\text{SO}_2$  были рассчитаны исходя из 100%-го преобразования серы в топливе и с применением чистой теплотворной способности нефтяного топлива по нормативам Великобритании (DUKES, 2007).

**Таблица 6-3. Коэффициенты выбросов серы, полученные из предельных содержаний серы в топливе**

Дизельное топливо	Дата введения	Максимальное содержание серы	Коэффициент выброса $\text{SO}_2$ , $\text{г/ГДж}^{-1}$	Комментарий
Тяжелое дизельное топливо	1.1.2003	1 %	485	Предполагает низшую CV топлива, равную $41,2\ \text{ГДж/т}^{-1}$
Газойл	До 1.1.2008	0,2 %	92	Предполагает низшую CV топлива, равную $43,4\ \text{ГДж/т}^{-1}$
	После 1.1.2008	0,1 %	46	

### 6.3.3 Коэффициенты выбросов от других источников

Директива о крупных установках для сжигания, Гетеборгский протокол, Руководство USEPA по коэффициентам выбросов и руководство по оценке коэффициентов выбросов в зависимости от сектора (Eurelectric и Consave) предоставляют дополнительные источники для оценки применимости коэффициентов по умолчанию, которые также можно получить из других источников для их включения в отчет по национальной инвентаризации.

Примеры коэффициентов, полученных из ELV, приведенных в LCPD, а также из Гетеборгского протокола, приведены в приложении D. Коэффициенты выбросов из USEPA можно найти на сайте [www.epa.gov/ttn/chief/ap42](http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42).

### **6.3.4 *Получение коэффициентов выбросов из концентраций в выбросе вредных веществ, получаемых в процессе сжигания***

Метод получения коэффициентов выброса из концентраций (например, из отчетов по измерениям и предельно допустимых значений выбросов) приведен в приложении Е.

## **6.4 *Разработка согласованного временного ряда и повторный расчет***

Выпуск выбросов, не содержащих CO<sub>2</sub>, в результате сжигания топлива меняется со временем, так как оборудование и устройства модернизируются, или производится замена на менее загрязняющую энергетическую технологию. Сочетание используемой технологии с каждым видом топлива будет меняться со временем, и это имеет значение для выбора коэффициента выбросов. Возможно, что это имеет большое значение для коэффициентов совокупных выбросов Уровня 1 и Уровня 2. Со временем оценки выбросов по Уровню 1 становятся менее значимыми.

Для Уровня 3, на котором используются объектные данные, может поучиться так, что разный выбор данных объектного уровня указан в разных годах. Это может привести к несогласованности временных рядов. Более того, обычно доступны только данные РВПЗ для конкретных годов. Можно произвести сращивание подобных недавно опубликованных данных из Европейского реестра выбросов и переносов загрязнителей (EPRTTR)/Европейского реестра выбросов загрязнителей (EPPER) с архивными данными для того, чтобы добиться согласованности временных рядов. Распределение можно использовать как для данных по осуществляемой деятельности, так и для коэффициентов выброса, характерных для страны.

Неожиданные несоответствия во временном ряду могут произойти, когда конкретные химические заводы вводятся в действие или закрыты в конкретный год. Если такое происходит, следует дать четкие указания в архиве инвентаризации.

## **6.5 *Оценка неопределенности***

### **6.5.1 *Неопределенность в коэффициентах выбросов***

Подобные неопределенности частично обусловлены тем, как были получены и применялись коэффициенты выбросов. Статистические неопределенности складываются из: расхождений между установками, в пределах установки (эксплуатационные), а также неопределенностей, связанных с используемой методикой измерений и объединением данных.

Технологические измерения, из которых получают коэффициенты выбросов на уровне отдельного производственного объекта, подвержены влияниям как систематических, так и случайных ошибок в определении массовой концентрации, массового выброса, распределения по размерам и ошибок, допущенных при анализе.

Кроме того, коэффициенты выбросов могут быть смещены, что обусловлено сделанными предположениями относительно используемых мер по сокращению выбросов на 'типичных' промышленных установках. Например, коэффициенты выбросов 'устарели', т.е. коэффициенты, широко используемые в Руководстве и, как следствие, многими странами в своих национальных регистрах по умолчанию, стали неактуальными. Недавно выполненные измерения позволяют сделать предположение, что они могут переоценивать выбросы от технологических установок, которые соответствуют современным промышленным нормативам по выбросам. При этом для более старых заводов, небольших предприятий или для низких сортов топлива они все еще вполне репрезентативны.

### **6.5.2 *Неопределенности в данных по осуществляемой деятельности***

Неопределенности для используемого в рассматриваемой стране топлива и в производственной статистике иногда бывает сложно установить; процедуры же отчетности

были введены в действие уже много лет назад. Недавние разработки в области торговли разрешениями на выброс загрязняющих веществ обеспечивают 'развивающуюся' и проверенную альтернативу национальной статистике в некоторых секторах.

Неопределенность в отношении данных, на основании которых выполняется распределение видов деятельности по секторам, может быть достаточно высокой, поскольку подобные данные собираются нечасто или основываются на допущениях, адекватность которых может существенно меняться со временем.

Лицо, занимающееся составлением инвентаризации, должно иметь представление о том, как именно были получены данные по распределению видов деятельности по секторам.

## 6.6 Обеспечение/контроль качества инвентаризации ОК/КК

Выбросы при сжигании топлива в значительной степени связаны с производством электроэнергии. Рекомендуется проверять согласованность данных производства электроэнергии с данными, приведенными в отчетах по использованию топлива.

## 6.7 Картирование

Производственные объекты категории 1.А.1 следует рассматривать как точечные источники выбросов, если доступны данные, относящиеся к отдельным установкам. В противном случае выбросы в национальном масштабе следует распределить на основе статистики по мощности заводов, количеству рабочих или жителей.

## 6.8 Отчетность и документация

Какая-то специфика отсутствует.

## 7 Глоссарий

Термин	Определение
Котел	Любой технический аппарат, в котором происходит окисление топлива с целью производства пара.
Технологический нагреватель или печь	Любой технический аппарат, в котором происходит окисление топлива для производства тепла, необходимого для технологических целей.
Коксующийся уголь (номенклатура для загрязнения воздуха топливом (NAPFUE) 101)	Подкатегория твердого угля, качество которого позволяет производство кокса, который подходит для доменной печи (Meijer, 1995).
Теплоэлектростанция	Одновременное производство электричества и пара (или технологического нагревания).
Газовая турбина с комбинированным циклом (CCGT)	Газовая турбина совместно с паровой турбиной. Котел также можно заполнять топливом отдельно.
Каменный уголь	Относится к углю с высшей теплотой сгорания превышающей 23865 кДж/кг, с влажной беззольной массой и со средней величиной диффузной отражающей способностью <sup>(2)</sup> витринита не менее 0,6. Каменный уголь включает в себя такие подкатегории как коксующийся уголь и паровичный уголь <sup>(3)</sup> [Meijer, 1995].

<sup>(2)</sup> Средняя диффузная отражательная способность: характеристическая величина, которая относится к определенному составу угля (модульным компонентом является, например, витринит).

<sup>(3)</sup> Следующие коды классификации охватывают уголь, который подошел бы к этим подкатегориям (Meijer, 1995)

Международные коды классификации (UN, Geneva, 1995) 323, 333, 334, 423, 433, 435, 523, 533, 534, 535, 623, 633, 634, 635, 723, 733, 823

Классификация США II класс, 2 группа 'средние битуминозные летучие'

Британская классификация Класс 202, 203, 204, 301, 302, 400, 500, 600

Польская классификация Класс 33, 34, 35.1, 35.2, 36, 37

Австралийская классификация Класс 4А, 4В, 5.



Термин	Определение
Газовая турбина с комбинированной схемой внутрицикловой газификации угля (IGCC)	Газовая турбина, питающаяся газом, который является продуктом процесса газификации угля.
Лигнит (NAPFUE 105)	Некоксующийся уголь с высшей теплотой сгорания менее 17 435 кДж/кг с содержанием более 31 % летучих материалов и сухой беззольной массой.
Силовая установка	Установка или производственный объект для производства электричества.
Стационарные двигатели	Двигатели с искровым зажиганием или воспламенением от сжатия (2- и 4-тактные).
Паровичный уголь (NAPFUE 102)	Уголь подкатегории антрацита, используемый для производства пара и отопления помещений. Подкатегория паровичного угля включает в себя антрацит и битуминозный уголь, которые не вошли в категорию коксующихся углей (Meijer, 1995).
Полубитуминозный уголь (NAPFUE 103)	Некоксующийся уголь с высшей теплотой сгорания в диапазоне 17 435 - 23 865 кДж/кг с содержанием более 31 % летучих материалов с сухой беззольной массой (Meijer, 1995).

## 8 Список цитированной литературы

API, *Air toxics emission factors for combustion sources using petroleum based fuels, Volume 1: Development of emission factors using API/WSPA approach*, No 348, Washington DC: American Petroleum Institute, 1.8.1998.

API, *Comparison of API and EPA toxic air pollutant emission factors for combustion sources*, No 4720, Washington DC: American Petroleum Institute, 1.9.2002.

CITEPA, CORINAIR Inventory-Default Emission Factors Handbook (second edition); CEC-DG XI (ed.), 1992.

Concawe, 2009, *Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries*, prepared by the CONCAWE Air Quality Management Group's Special Task Force on Emission Reporting Methodologies (STF-69) CONCAWE Report 01/09, 2009, available at [www.concawe.org](http://www.concawe.org)

CORINAIR, 1990, CORINAIR 90 Emission Inventory (Proposals) — working paper for the 19–20 September 1991 meeting — Annex 4: Definition of Large Point Sources.

DUKES 2007, *Digest of UK Energy Statistics 2007*, published by BERR and available here [http://stats.berr.gov.uk/energystats/dukesa\\_1-a\\_3.xls](http://stats.berr.gov.uk/energystats/dukesa_1-a_3.xls)

EC SCOLF 1999/2005, Sulphur Content of Liquid Fuels Directive and 2005 Marine oil amendment.

EC-IPPCD, 1996, Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control, now codified as Directive 2008/1/EC.

EC-LCPD, 2001, Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

EIPPCB, 2001 and 2008, IPPC BAT Reference Document for Iron and Steel Production, European IPPC Bureau, 2006, available at <http://eippcb.jrc.es/> (2008 reference is draft revised BREF).

EIPPCB, 2003, IPPC BAT Reference Document for Refineries, European IPPC Bureau, 2003, available at <http://eippcb.jrc.es/>

EIPPCB, 2006, IPPC BAT Reference Document for Large Combustion Plant, European IPPC Bureau, 2006, available at <http://eippcb.jrc.es/>

Eurelectric, 2008, European Wide Sector Specific Calculation Method for Reporting to the European Pollutant Release and Transfer Register, VGB / EURELECTRIC Recommendations, VGB European Working Group 'E-PRTR' January 2008, Ref: 2008-030-0105 (Confidential report).

Guidebook (2006), EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook, version 4 (2006 edition), published by the European Environmental Agency, Technical report No 11/2006, available via [http://reports.eea.europa.eu/EMEP\\_CORINAIR4/en/page002.html](http://reports.eea.europa.eu/EMEP_CORINAIR4/en/page002.html)

IPCC, 2006, UN IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, available at [www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)

Kubica K., Ranczak J., Matuszek K., Hrycko P., Mosakowski S., Kordas T., *Emission of Pollutants from Combustion of Coal and Biomass and Its Co-firing in Small and Medium Size Combustion Installation* (2003/2); 4th JOINT UNECE Task Force and EIONET Workshop on Emission Inventories and Projections in Warsaw, Poland, 22–24 September 2003

Meijer, Jeroen, Personal communication, IEA (International Energy Agency), Fax of 24.4.1995.

Rentz et al, 1993, Rentz, O.; Holtmann, T.; Oertel, D.; Röhl, C. et al, *Konzeption zur Minderung der VOC-Emissionen in Baden-Württemberg*, Umweltministerium Baden-Württemberg (ed.), Heft 21; Karlsruhe (Germany), 1993.

Rubenstein, G. 2003, Gas turbine PM emissions — Update. Sierra Research, June 2003 Paper to ASME/IGTI Turbo-Expo, Atlanta 2003.

Stobbelaar, G., Reduction of Atmospheric Emissions under the terms of the North Sea Action Programme, Report Lucht 102, Ministry of Housing, Physical Planning and Environment, The Netherlands, 1992.

Taback, H. J.; Ritter; Karin, Improving emission factors and harp profiles for the petroleum industry, Proceedings of the Conference on 'Emission Inventory Issues', US-EPA and AIR Waste Management Association (ed.), Pittsburgh; 1993.

Theloke, J, Kummer U, Nitter S, Gefler T, and Friedrich R, Überarbeitung der Schwermetallkapitel im CORINAIR Guidebook zur Verbesserung der Emissionsinventare und der Berichterstattung im Rahmen der Genfer Luftreinhaltekonvention, Report for Umweltbundesamt, April 2008.

TNO. Technical Paper to the OSPARCOM-HELCOM-UNECE Emission Inventory (1995). TNO-report, TNO-MEP-R95/247

Umweltbundesamt, Germany, 1980, Umwelt- und Gesundheitskriterien für Quecksilber, UBA-Berichte 5/80, Berlin 1980

UNEP 2005, Standardised toolkit for identification and quantification of dioxin and furan releases, Edition 2.1, UNEP Chemicals, Geneva, December 2005.

USEPA AP-42 (and USEPA various dates), US-EPA (ed.), Compilation of Air Pollutant Emission Factors; Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition, available at [www.epa.gov/ttn/chief/ap42/](http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/)

US-EPA (ed.), Criteria Pollutant Emission Factors for the NAPAP Emission Inventory, EPA/600/7-87/015; 1987.

van der Most, P.F.J.; Veldt, C., Emission Factors Manual PARCOM-ATMOS, Emission factors for air pollutants 1992, Final version; TNO and Ministry of Housing, Physical Planning and the Environment, Air and Energy Directorate Ministry of Transport and Water Management, The Netherlands, Reference No 92-235, 1992.

Visschedijk, A.J.H., J. Pacyna, T. Pulles, P. Zandveld and H. Denier van der Gon, 2004, Coordinated European Particulate Matter Emission Inventory Program (CEPMEIP), P. Dilara et. Al (eds.), Proceedings of the PM emission inventories scientific workshop, Lago Maggiore, Italy, 18 October 2004, EUR 21302 EN, JRC, pp. 163-174.

## 9 Наведение справок

Все вопросы по данной главе следует направлять соответствующему руководителю (руководителям) экспертной группы по транспорту, работающей в рамках Целевой группы по инвентаризации и прогнозу выбросов. О том, как связаться с сопредседателями ЦГИПВ вы можете узнать на официальном сайте ЦГИПВ в Интернете ([www.tfeip-secretariat.org/](http://www.tfeip-secretariat.org/)).

## Приложение А. Сводка по установкам для сжигания и кодам НО

Таблица А1: Установки для сжигания и коды сектора

Код НО	Установки для сжигания, рассматриваемые как точечные или площадные источники		Тепловая мощность [МВт]	Коммунальные электро- и теплоэлектрос- станции	Централизо- ванное теплоснабже- ние	Промышленные котельные и специальный сектор	Котельные в торговых и администрати- вных зданиях	Котельные в жилых домах	Сельское, лесное хоз-во и рыболовство	Газовые турбины	Стационар- ные двигатели
	Коды ИНЗВ97	КОД НОМЕНКЛАТ- УРЫ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ									
1.А.1.a	01 01 01	101.01	≥ 300	x							
1.А.1.a	01 02 01	101.01			x						
1.А.1.b	01 03 01	101.01					x				
1.А.1.c	01 04 01	101.01					x				
1.А.1.c	01 05 01	101.01					x				
1.А.4.a	02 01 01	101.01						X			
1.А.2.a-f	03 01 01	101.01				x					
1.А.1.a	01 01 02	101.02	≥ 50 и < 300	x							
1.А.1.a	01 02 02	101.02			x						
1.А.1.b	01 03 02	101.02					x				
1.А.1.c	01 04 02	101.02					x				
1.А.1.c	01 05 02	101.02					x				
1.А.4.a	02 01 02	101.02						X			
1.А.4.b.i	02 02 01	101.02							x		
1.А.4.c.i	02 03 01	101.02								x	
1.А.2.a-f	03 01 02	101.02				x					
1.А.1.a	01 01 03	101.03	< 50	x							
1.А.1.a	01 02 03	101.03			x						
1.А.1.b	01 03 03	101.03					x				
1.А.1.c	01 04 03	101.03					x				
1.А.1.c	01 05 03	101.03					x				
1.А.4.a	02 01 03	101.03						X			
1.А.4.b.i	02 02 02	101.03							x		
1.А.4.c.i	02 03 02	101.03								x	
1.А.2.a-f	03 01 03	101.03				x					
1.А.1.a	01 01 04	101.04	не значит.							x	
1.А.1.a	01 02 04	101.04								x	
1.А.1.b	01 03 04	101.04								x	
1.А.1.c	01 04 04	101.04								x	
1.А.1.c	01 05 04	101.04								x	
1.А.4.a	02 01 04	101.04								x	
1.А.4.b.i	02 02 03	101.04								x	
1.А.4.c.i	02 03 03	101.04								x	
1.А.2.a-f	03 01 04	101.04							x		
1.А.1.a	01 01 05	101.05	не значит.								x
1.А.1.a	01 02 05	101.05									x
1.А.1.b	01 03 05	101.05									x
1.А.1.c	01 04 05	101.05									x
1.А.1.c	01 05 05	101.05									x
1.А.4.a	02 01 05	101.05									x
1.А.4.b.i	02 02 04	101.05								x	

## 1.А.1 Энергетические отрасли промышленности

Код НО	Установки для сжигания, рассматриваемые как точечные или площадные источники		Тепловая мощность [МВтг]	Коммунальные электро- и теплоэлектрос- станции	Централизо- ванное теплоснабже- ние	Промышленные котельные и специальный сектор	Котельные в торговых и администрати- вных зданиях	Котельные в жилых домах	Сельское, лесное хоз-во и рыболовство	Газовые турбины	Стационар- ные двигатели
	Коды ИНЗВ97	КОД НОМЕНКЛАТ- УРЫ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ									
1.А.4.с.i	02 03 04	101.05									x
1.А.2.а-f	03 01 05	101.05									x

Примечание:

x = указывает на значимую комбинацию.

## Приложение В. Дополнительная информация по выбросам и средствам их сокращения

Дополнительная информация взята из Руководства 2006 (глава В111), которая может быть полезна при оценке выбросов и средств их сокращения. Обратите внимание, что в BREF по крупным установкам по сжиганию приведен последний обзор по выбросам и технологиям их сокращения.

### Выбросы

Выбросы выходят через трубу. Неорганизованными выбросами (через прокладки и т.п.) для установок для сжигания можно пренебречь.

Выбросы окислов серы ( $SO_x$ ) имеют непосредственное отношение к содержанию серы в топливе, которое для угля варьируется в диапазоне 0,3 – 1,2 % (по массе) (вплоть до максимального значения 4,5 % по массе), а для дизельного топлива (включая тяжелое дизельное топливо) – 0,3 – 3,0 % (по массе).

Сера встречается в угле в виде серного колчедана ( $FeS_2$ ), органического сернистого соединения, соли серы и элементарной серы. Основная часть серы в угле обусловлена серным колчеданом и органическим серным соединением; обе эти разновидности ответственны за образование  $SO_x$ .

Для окиси азота ( $NO$  вместе с  $NO_2$  обычно обозначаются окислами азота,  $NO_x$ ) существует три различных механизма образования:

образование 'топливного  $NO$ ' из преобразования химически связанного азота в топливе ( $NO_{топл.}$ );

образование 'термического  $NO$ ' из связывания атмосферного азота, поступающего при сжигании воздуха ( $NO_{терм.}$ );

образование 'мгновенного  $NO$ '.

В рассматриваемом температурном диапазоне (вплоть до 1700 °С) образованием 'мгновенного  $NO$ ' можно пренебречь. Основная часть выбросов  $NO_x$  от сжигания угля (80 - 90 %) образуется из топливного азота. В зависимости от температур горения, доля образования термических  $NO_x$  обычно ниже 20 %. Содержание азота в твердом топливе варьируется:

- для твердого угля в диапазоне 0,2 – 3,5 % (по массе);
- для лигнита в диапазоне 0,4 – 2,5 % (по массе);
- для кокса в диапазоне 0,6 – 1,55 % (по массе);
- для торфа в диапазоне 0,7 – 3,4 % (по массе);
- для древесины в диапазоне 0,1 – 0,3 % (по массе);
- для мусора в диапазоне 0,3 – 1,4 % (по массе).

Содержание азота в жидком топливе варьируется: для тяжелого дизельного топлива в диапазоне 0,1 – 0,8 % (по массе), а для нефтяного топлива в диапазоне 0,005 – 0,07 % (по массе). В природном газе не содержится органически связанного азота. Содержание молекулярного азота в природном газе не влияет на образование топливного  $NO$ ; образуется только термический  $NO$ .

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), например, олефинов, кетонов, альдегидов появляются в результате неполного сжигания. Кроме того, могут выбрасываться непрореагировавшие топливные компоненты, такие как метан ( $CH_4$ ). Выбросы НМЛОС и  $CH_4$  из котлов, которые часто приводятся совместно как ЛОС, имеют очень низкое значение для крупных установок для сжигания.

Выбросы ЛОС обычно уменьшаются с увеличением производственных мощностей. Окись углерода (CO) всегда появляется как промежуточный продукт процесса горения и в особенности при субстехиометрических условиях.

Механизмы образования CO, термического NO и ЛОС аналогичным образом определяются условиями горения.

Выбросы аммиака (NH<sub>3</sub>) не обусловлены процессом горения; эти выбросы появляются в результате незавершенной реакции добавки NH<sub>3</sub>, используемой в процессе денитрификации (просачивание аммиака в модулях SCR и SNCR).

Большая часть рассматриваемых тяжелых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn и V) обычно выбрасываются в виде соединений (например, окислов, хлоридов) вместе с частицами. Только Hg и Se, по крайней мере, частично, представлены в парообразном состоянии. Менее летучие элементы имеют тенденцию конденсироваться на поверхности небольших частиц в потоке отработавших газов. Именно поэтому наблюдается обогащение этими элементами частиц мельчайших фракций. Содержание тяжелых металлов в угле обычно на несколько порядков выше, чем в нефти (изредка за исключением Ni и V в тяжелом дизельном топливе) и в природном газе. Для природного газа имеет значение только выбросы ртути.

При горении угля частицы проходят ряд изменений, которые приводят к выпариванию летучих элементов. Степень выпаривания соединений тяжелых металлов зависит от характеристик топлива (например, их концентрации в угле, доли неорганических компонент, таких как кальций) и от технологических характеристик (например, типе котла, режиме работы).

Все представляющие интерес тяжелые металлы из DBB выделяются в виде твердых частиц, за исключением Hg и Se. Выбросы из DBB при сжигании лигнита, вероятней всего, ниже, чем при сжигании твердого угля, поскольку содержание микроэлементов в лигните и температура его горения ниже. В случае WBB, повторное использование пыльной золы относится к обычному режиму работы, при котором происходит существенное снижение концентрации тяжелых металлов в переработанном коксовом газе. Выбросы тяжелых металлов от модулей FBC предполагаются незначительными благодаря пониженной рабочей температуре и более мелкой фракции твердых частиц. Кроме того, известняк в установках с FBC может понижать выброс некоторых тяжелых металлов, в соответствии с повышенным сокращением тяжелых металлов в зольном остатке. Этот эффект может быть частично скомпенсирован увеличением доли мелких частиц в отработанном газе, что приводит к повышенному выбросу частиц с высокой степенью обогащения тяжелыми металлами. Высокие концентрации As разрушают катализаторы процесса денитрификации. Поэтому выбранные установки каталитического восстановления (SCR) в сильно запыленной конфигурации могут требовать дополнительных мер (например, рециркуляционное снижение зольной пыли).

### **Средства регулирования**

Ниже приводится краткое описание заслуживающих внимания технологий сокращения выбросов SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и тяжелых металлов. Методики сокращения выбросов для газовых турбин и стационарных двигателей рассматриваются отдельно. Средние показатели эффективности и доступность технологических методов сокращения выбросов SO<sub>x</sub> и NO<sub>x</sub> обобщены в табл. В1–В3.

### ***Окислы серы: процессы десульфуризации отработавшего газа (FGD)***

Процессы FGD предназначены для удаления SO<sub>2</sub> из отработавшего газа установок для сжигания. Большая часть процессов, таких как применение влажной очистки газа (WS), впрыскивание сорбента для сушки (SDA), добавление сухого сорбента (DSI) и процесс Walther (WAP) основываются на реакции SO<sub>2</sub> с щелочным реагентом, добавляемым в твердом виде или в виде суспензии/раствора в воду для образования соответствующих солей. Во вторичных реакциях удаляются SO<sub>3</sub>, фториды и хлориды. При использовании процесса DESONOX, SO<sub>2</sub> каталитически окисляется до SO<sub>3</sub> и вступает в реакцию с водой, образуя серную кислоту. Использование активированного угля и процесса Wellman-Lord способствуют

удалению SO<sub>2</sub> и получению обогащенного SO<sub>2</sub> газа, который в дальнейшем образует серу или серную кислоту.

В BREF для крупных установок для сжигания указывается, что использование топлива с низким содержанием серы или совместное сжигание с газом или иным подобным топливом являются основными мерами сокращения выброса SO<sub>2</sub>. Процесс очистки влажной известью (с образованием гипса) является основным процессом FGD, используемым для котлов, работающих на угле и жидком топливе, который редко используется в установках с мощностью менее 100 МВт. Очистка морской водой и SDA перечислены как альтернативные FGD технологии для новых и переоборудованных котлов. Также указывается на возможность применения DSI для угля. Прочие технологии считается возможным применять для новых установок, но применяются они редко и их пригодность зависит от типа используемого котла.

### ***Оксиды азота: первичные меры***

#### *Горелки с низким выделением NO<sub>x</sub> (LNB)*

Для LNB характерно ступенчатое распределение удельного содержания воздуха в топливе горелки. Применяются три различные модификации:

- LNB со ступенчатым распределением воздуха: субстехиометрическая зона создается топливно-воздушной смесью и первичным воздухом. Зона внутренней рециркуляции появляется за счет завихрения первичного воздуха. Зона выгорания топлива создается благодаря вторичному воздуху, подаваемому воздушными форсунками, расположенными вокруг форсунок с первичным воздухом;
- LNB со ступенчатым распределением воздуха и рециркулирующим отработавшим газом (FGR): основная функция аналогична той, что у LNB со ступенчатым распределением воздуха. Расстояние между первичными и вторичными форсунками больше; поэтому, образуется слой отработавшего газа. В результате этого время пребывания в восстановительной среде возрастает, а концентрация кислорода уменьшается;
- LNB со ступенчатым распределением воздуха/топлива: дополнительная зона восстановления вокруг первичной зоны достигается за счет чрезвычайно превышающей стехиометрический режим добавкой вторичного топлива вокруг вторичного пламени.

LNB может работать с любым типом топлива и горелок. Эффективность снижения NO<sub>x</sub> для котлов, работающих на угле, варьируется от 10 до 30 %.

#### *Ступенчатая подача воздуха (SAS)*

Под этим подразумевается создание двух разделенных друг от друга зон горения — первичной, с нехваткой кислорода, и зоны выгорания, с избыточным содержанием воздуха. SAS охватывает зону низкого избытка воздуха (LEA), необслуживаемые горелки (BOOS) и технологию нестехиометрического сжигания (BBF):

- Понятие низкого избытка воздуха (LEA) означает сокращение содержания кислорода в зоне первичного горения горелок. При горении твердого угля, как показывает опыт, частыми ограничениями выступают засорение и коррозия, вызванные восстановительной атмосферой и неполным выгоранием топлива. При сжигании газа эффективность сокращения ограничивается образовавшимся СО. LEA больше подходит для лигнита и часто используется для модернизации установок для сжигания. Для котлов, работающих на жидком топливе, была достигнута эффективность снижения выброса, равная 20 % ;
- Необслуживаемыми горелками (BOOS) называют горелки из низких рядов в котле, работающих при недостатке кислорода (обогащенные топливом); расположенные выше горелки при этом не используются. Эта технология особенно подходит для более старых установок, при этом тепловая мощность котла уменьшается на 15–20 %;
- Нестехиометрическое сжигание (BBF) означает, что ниже расположенные ряды горелок в котле работают при нехватке кислорода (обогащенные топливом), а верхние ряды горелок -



при избытке кислорода. Эффективность таких котлов ниже, чем при использовании ВООС, также как и эффективность сокращения  $\text{NO}_x$ . Эффективность сокращения  $\text{NO}_x$  для котлов, работающих на угле, варьируется от 10 до 40%.

#### *Вторичный воздух (OFA)*

Все ряды горелок в котле работают в режиме недостатка кислорода. Воздух для сжигания частично (5–20 %) поступает через отдельные отверстия, расположенные над верхним рядом горелок в котле. OFA применяется для большинства типов топлив и для большей части типов котлов. Для котлов, работающих на газе, была достигнута эффективность сокращения в 10–30 %, для котлов, работающих на жидком топливе, в 10–40 %. Эффективность сокращения  $\text{NO}_x$  для котлов, работающих на угле, варьируется от 10 до 40 %.

#### *Повторная циркуляция отработавшего газа (FGR)*

Повторная циркуляция отработавшего газа в воздухе для сжигания является эффективным средством сокращения выбросов  $\text{NO}_x$  при высокотемпературных режимах горения, таких как в котлах с мокрым золоудалением, особенно, в котлах, работающих на газе и жидком топливе. Повторно циркулирующий отработавший газ можно добавлять во вторичный или первичный воздух. В первом случае на ядро горения не оказывается никакого воздействия, и при этом снижается только температура пламени, что является благоприятным для сокращения термических  $\text{NO}_x$ . Влияние, оказываемое на котлы с сухим золоудалением, таким образом, очень ограниченное, учитывая то, что примерно 80 % образованного  $\text{NO}_x$  происходит от топливного азота; FGR можно использовать как дополнительную меру. Более эффективным методом является направление отработавшего газа в первичный воздух неступенчатой горелки. Высокая эффективность FGR в первичном потоке (15–20 %) была продемонстрирована в котлах, работающих на газе и жидком топливе. Эффективность сокращения  $\text{NO}_x$  для котлов, работающих на угле, варьируется от 5 до 25 %.

#### *Разделение первичного потока (SPF или повторное сжигание)*

Разделение первичного потока означает ступенчатое распределение топлива в печи. Эта технология применяет впрыскивание топлива в печь выше основной зоны горения, тем самым образуя вторую субстехиометрическую зону горения. В первичной зоне котла основное топливо горит в условиях избытка окислителя. За этой зоной следует вторичная зона с восстановительной атмосферой, в которую впрыскивается вторичное топливо. И, в завершение, в зону выгорания впрыскивается вторичный воздух. Эта технология повторного сжигания может, в принципе, применяться для всех типов котлов, работающих на природном топливе и в сочетании с технологией сжигания с низким уровнем образования  $\text{NO}_x$  для первичного топлива. Когда азот содержится в повторно сжигаемом топливе, часть его в зоне выгорания превращается в  $\text{NO}_x$ . Поэтому, использование природного газа обеспечивает наибольшую возможность для сокращения выброса. Испытания на крупных котлах показали возможность сокращения  $\text{NO}_x$  до 50–70 %.

В BREF для крупных установок для сжигания перечислены аналогичные меры для котлов, работающих на угле и жидком топливе, включая:

- низкий избыток воздуха;
- ступенчатая подача воздуха (OFA и аналогичные меры);
- LNB;
- повторное сжигание.

Повторное сжигание не используется в котлах, работающих на природном газе.

### *Процессы одновременного удаления окислов азота и серы*

#### *Применение активированного угля (АС)*

Использование АС относится к сухим процессам одновременного удаления  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$ , который основывается на поглощении загрязняющих веществ в подвижном слое фильтра из активированного угля. Двуокись серы подвергается каталитическому окислению в присутствии влаги в отработавшем газе с образованием серной кислоты.  $\text{NO}_2$  полностью восстанавливается до  $\text{N}_2$ ;  $\text{NO}$  реагирует каталитически с впрыскиваемым аммиаком и образует  $\text{N}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . АС использовался на четырех энергетических установках в Германии (в двух случаях после SDA-процесса). Содержание серы в использованном топливе не должно превышать 2,3 % (по массе). Эффективность восстановления  $\text{SO}_2$  составила > 95 %, а восстановления  $\text{NO}_x$  - более 70 %.

#### *Процесс DESONOX / процесс SNOX (DESONOX)*

Очистка отработавшего газа с помощью процесса DESONOX основана на одновременном каталитическом восстановлении окислов азота ( $\text{NO}_x$ ) до азота ( $\text{N}_2$ ) и воды ( $\text{H}_2\text{O}$ ), и на каталитическом окислении двуокиси серы ( $\text{SO}_2$ ) до серного газа ( $\text{SO}_3$ ). Побочным продуктом является серная кислота. Этот процесс использовался на энергетической установке в Германии, где применяется уголь с содержанием серы примерно 1 % (по массе). Необходимо учитывать концентрацию каталитического токсического вещества (чаще всего мышьяка, но также хрома, селена и т.п.). Эффективность восстановления  $\text{SO}_2$  превышала 95 %, а  $\text{NO}_x$  достигала 95 %. Процесс SNOX работает на том же основном принципе, что и DESONOX, с основной разницей в том, что восстановление и окисление происходят в отдельных реакционных башнях. Процесс SNOX применялся на одной Датской энергетической установке. Но все еще не было опубликовано никаких данных относительно эффективности восстановления. Процесс SNOX также известен как сочетание процесса WSA-2 компании Topsøe и процесса SCR.

#### **Тяжелые металлы: вторичные меры**

Выбросы тяжелых металлов в основном сокращаются с помощью оборудования подавления пыли. К системам ограничения выбросов твердых частиц, которые применяются в энергетических установках, использующих уголь, относятся циклонные пылеуловители, мокрые скрубберы, установки электростатического осаждения пыли (ESP), а также тканевые фильтры. В большинстве установок 99 % твердых частиц удаляются из отработавших газов с помощью ESP или тканевых фильтров. Последние более эффективны при улавливании мелких частиц; мокрые скрубберы и циклонные пылеуловители менее эффективны. Эффективность снижения выбросов пыли от ESP при условии, что основная часть элементов находится в твердом состоянии, превышает 99 %. Только для некоторых более летучих элементов, таких как Cd, Pb, Zn и Se, эффективность сокращения выбросов пыли меньше, но она удерживается около 90 %. Эффективность снижения с помощью ESP в отношении Hg зависит от рабочей температуры ESP. Холодная сторона ESP, работающая при ~ 140 °C, оценивается как обладающая средней эффективностью снижения содержания Hg, примерно на 35 %.

Влияние модулей FGD и DeNO<sub>x</sub> на выбросы тяжелых металлов были исследованы главным образом в рамках изучения баланса масс. Модули WS-FGD удаляют следующую фракцию твердых частиц в отработавшем газе дополнительно к средствам сокращения выбросов пыли. Элементы, связанные между собой частицей, удаляются модулем FGD с эффективностью примерно 90 %. В модулях FGD, особенно в WS-модулях, газообразные соединения могут дополнительно конденсироваться на твердых частицах, которые удаляются главным образом устройством предварительной очистки. В отношении газообразных элементов различными исследованиями была установлена эффективность снижения содержания Hg в выбросе в 30–50 % и Se – в 60–75 %. Известь вносит более 90 % вклада в FGD для As, Cd, Pb и Zn.

На сокращение выбросов Hg косвенно оказывают воздействие модули DeNO<sub>x</sub>. При сильной запыленности модуль SCR улучшает удаление Hg в следующем модуле FGD, используя систему очистки известью. Модуль SCR увеличивает долю ионов ртути ( $\text{HgCl}_2$ ) до 95 %,

которые можно вымыть в устройстве предварительной очистки модуля FGD. Исследования, проведенные в Нидерландах, не обнаружили влияния LNB на выбросы тяжелых металлов.

### Газовые турбины

Для газовых турбин наиболее значимыми являются выбросы  $\text{NO}_x$ . К первостепенным мерам по сокращению  $\text{NO}_x$  относятся:

- сухие методы сокращения (например, горение в режиме, превышающем стехиометрический; использование горелки, работающей на обезвоженном топливе с низким образованием  $\text{NO}_x$ ; и
- влажные методы сокращения (впрыскивание воды и/или пара) для регулировки температуры горения.

### Стационарные двигатели

Для двигателей с искровым зажиганием основными загрязняющими веществами в выбросе являются  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}$  и несгоревшие углеводороды (ЛОС). Для дизельных двигателей следует учитывать также выбросы двуокиси серы ( $\text{SO}_2$ ). Выбросы сажи также вносят свой вклад в выбросы тяжелых металлов и стойких органических веществ, но относительно них нет достаточной информации.

К первичным мерам относится выбор оптимальных условий горения (отношение воздуха к топливу, сниженная нагрузка, впрыск воды, повторное использование отработавшего газа, оптимизация камеры горения и т.п.). Получаемая эффективность снижения, например, при повторном использовании отработавшего газа, составила 6,5 - 12 %, а для внутреннего повторного использования отработавшего газа - 4 - 37 %. Повторное использование внешнего отработавшего газа (модели с турбонаддувом) может обеспечить сокращение  $\text{NO}_x$  на 25 - 34 %. Вторичные меры (NSCR, SCR) используются, если пороговые значения выбросов не могут быть обеспечены только настройкой самого двигателя.

**Таблица В1 Эффективность и доступность технологических методов сокращения выбросов с применением FGD**

№	Тип вторичных мер	Эффективность сокращения $\eta_{\text{сек}}$ [ ]	Доступность $\beta$ [ ]
1	WS	0.90	0.99
2	SDA	0.90	0.99
3	DSI	0.45	0.98
4	LIFAC	0.70	0.98
5	WL	0.97	0.99
6	WAP	0.88	0.99
7	AC	0.95	0.99
8	DESONOX	0.95	0.99

Примечание:

WS – очистка влажной известью/известняком

SDA – впрыскивание абсорбционного газосушителя

DSI – добавление сухого сорбента

LIFAC - система DSI с дополнительным впрыскиванием воды

WL – процесс Wellman Lord (регенерируемый процесс FGD)

WAP – процесс Walther

AC – процесс с активированным углем (одновременное применение процессов FGD и  $\text{DeNO}_x$ )

DESONOX – объединение процессов FGD и  $\text{DeNO}_x$ .

Таблица В2. Эффективность первичных мер по сокращению выбросов NO<sub>x</sub>

Тип первичных мер <sup>1)</sup>	Эффективность сокращения DBB η [ ]				Эффективность сокращения WBB η [ ]	
	Каменный уголь		Лигнит		Каменный уголь	
	диапазон	значение <sup>3)</sup>	диапазон	значение <sup>3)</sup>	диапазон	значение <sup>3)</sup>
нет мер <sup>4)</sup>	0	0	0	0	0	0
LNB	0.10-0.30	0.20	0.10-0.30	0.20	0.10-0.30	0.20
SAS	0.10-0.40	0.30	0.10-0.40	0.30	0.10-0.40	0.30
OFA	0.10-0.40	0.30	0.10-0.35	0.25	0.10-0.35	0.25
FGR	0.05-0.15	0.10	0.05-0.20	0.15	0.10-0.25	0.20
LNB/SAS	0.20-0.60	0.45	0.20 - 0.60	0.45	0.20 - 0.60	0.45
LNB/OFA	0.20-0.60	0.45	0.20 - 0.55	0.40	0.20-0.55	0.40
LNB/FGR	0.15-0.40	0.30	0.1:-0.45	0.30	0.20-0.50	0.35
SAS/OFA	0.20-0.63	0.50	0.20 - 0.60	0.40	0.20 - 0.60	0.40
SAS/FGR	0.15-0.50	0.40	0.15 -0.50	0.40	0.20-0.55	0.45
OFA/FGR	0.15-0.50	0.40	0.15-0.50	0.35	0.20-0.50	0.40
LNB /SAS/OFA	0.30-0.75	0.60	0.30 - 0.75	0.60	0.30-0.75	0.60
LNB /SAS/FGR	0.25-0.65	0.50	0.25-0.70	0.50	0.30-0.70	0.55
LNB /OFA/FGR	0.25-0.65	0.50	0.25-0.65	0.50	0.30 - 0.65	0.50
доработанная / старая установка		0.15		0.15		0.15
старая установка/ модернизированная <sup>2)</sup>		0.50		0.50		0.50
новая установка <sup>2)</sup>		0.40		0.40		0.40

<sup>1)</sup> Выборка из базы данных DECOF разработана и имеется в наличии в Институте промышленного производства (ИП).

<sup>2)</sup> Рекомендуемые значения при отсутствии информации относительно используемого типа первичных мер.

<sup>3)</sup> Значения по умолчанию, используемые в компьютерной программе.

<sup>4)</sup> Первичные меры не установлены. Данный случай относится к старой установке.

Таблица В3 Эффективность и доступность вторичных мер по сокращению выбросов NO<sub>x</sub>

№	Тип вторичных мер	Эффективность сокращения $\eta_{сек}$ [ ]	Доступность $\beta$ [ ]
1	SXCR	0.50	0.99
2	SCR	0.80	0.99
3	AC	0.70	0.99
4	DESONOX	0.95	0.99

## Приложение С. Содержание серы в топливе

Содержания серы в топливе было взято из предыдущего выпуска Руководства (глава В111).

Таблица С-1 Содержание серы в топливе

Тип топлива				Код NAPFUE	Содержание серы в топливе		
					значение <sup>1)</sup>	диапазон	единицы
s	уголь	hc	коксование	101		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	hc	пар	102		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	hc	полубитуминозный	103		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	bc	бурый уголь/лигнит	105		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	bc	брикеты	106		0.25 - 0.45 <sup>10)</sup>	% (по массе)
s	кокс	hc	коксовая печь	107		< 1 <sup>3)</sup>	% (по массе)
s	кокс	bc	коксовая печь	108		0.5 - 1 <sup>3) 4)</sup>	% (по массе)
s	кокс		бензин	110			
s	биомасса		древесина	111		< 0.03 <sup>3)</sup>	% (по массе)
s	биомасса		древесный уголь	112		< 0.03 <sup>3)</sup>	% (по массе)
s	биомасса		торф	113			
s	отходы		муниципальные	114			
s	отходы		промышленные	115			
s	отходы		древесина	116			
s	отходы		сельскохозяйственные	117			
l	жидкое топливо		остаточный нефтепродукт	203		0.3 <sup>5)</sup> - 3.5 <sup>6)</sup>	% (по массе)
l	жидкое топливо		газойл	204	0.3 <sup>8)</sup>	0.08 - 1.0	% (по массе)
l	жидкое топливо		дизельное топливо	205	0.3 <sup>8)</sup>		% (по массе)
l	керосин			206			
l	топливо		моторное	208		< 0.05 <sup>9)</sup>	% (по массе)
l	нафта			210			
l	черный щелок			215			
g	газ <sup>2)</sup>		природный	301	(0.0075) <sup>7)</sup>		г/м <sup>-3</sup>
g	газ		сжиженный нефтяной газ	303	-		
g	газ		коксовая печь	304	8		г · м <sup>-3</sup>
g	газ		доменный	305	45 · 10 <sup>-3 7)</sup>		г/м <sup>-3</sup>
g	газ		коксовый и доменный	306			
g	газ		отработавший	307			
g	газ		нефтезаводской	308		<= 8 <sup>7)</sup>	г/м <sup>-3</sup>
g	газ		биогаз	309			
g	газ		из газового дегтя	311			

<sup>1)</sup> рекомендуемое значение

<sup>2)</sup> незначительное количество

<sup>3)</sup> Marutzky 1989

<sup>4)</sup> Boelitz 1993

<sup>5)</sup> Mr. Hietamaki (Finland): Личное общение.

<sup>6)</sup> См. руководство NL 1988 /99/ диапазон 2.0 - 3.5

<sup>7)</sup> Руководство NL 1988

<sup>8)</sup> 87/219 CEE 1987

<sup>9)</sup> a<sub>s</sub> ~ 0

<sup>10)</sup> Davids 1986

## Приложение D. Коэффициенты выбросов, полученные из предельно допустимых значений выбросов

Таблица D1. ОКВЧ

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O <sub>2</sub> , % (об), сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м <sup>3</sup> при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O <sub>2</sub>		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	уголь	новая	50-100	6	5	20	1.8	7.2
BREF	уголь	новая	100-300	6	5	20	1.8	7.2
BREF	уголь	новая	> 300	6	5	20	1.8	7.2
LCPD	уголь	новая	50-500	6	100		36.2	
LCPD	уголь	новая	> 500	6	50		18.1	
LCPD	уголь	новая	50-100	6	50		18.1	
LCPD	уголь	новая	> 100	6	30		10.9	
BREF	уголь	существующая	50-100	6	5	30	1.8	10.9
BREF	уголь	существующая	100-300	6	5	30	1.8	10.9
BREF	уголь	существующая	> 300	6	5	30	1.8	10.9
LCPD	уголь	существующая	50-500	6	100		36.2	
LCPD	уголь	существующая	> 500	6	50		18.1	
BREF	древесина	новая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	новая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	новая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	существующая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	существующая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	существующая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	жидкое топливо	новая	50-100	3	5	20	1.4	5.7
BREF	жидкое топливо	новая	100-300	3	5	20	1.4	5.7
BREF	жидкое топливо	новая	> 300	3	5	10	1.4	2.8
LCPD	жидкое топливо	новая	> 50	3	50		14.1	
LCPD	жидкое топливо	новая	50-100	6	50		17.0	
LCPD	жидкое топливо	новая	> 100	6	30		10.2	
BREF	жидкое топливо	существующая	50-100	3	5	30	1.4	8.5
BREF	жидкое топливо	существующая	100-300	3	5	25	1.4	7.1
BREF	жидкое топливо	существующая	> 300	3	5	20	1.4	5.7
LCPD	жидкое топливо	существующая	> 50	3	50		14.1	
LCPD	газ	новая	> 50	3	5		1.4	
LCPD	газ	новая	> 50	3	5		1.4	
LCPD	газ	существующая	> 50	3	5		1.4	

Примечание:

1. BREF обозначает ссылочный документ с ВАТ для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.
3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.
4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике USEPA (подробные сведения приведены в приложении E).

Таблица D2. Окислы азота

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O <sub>2</sub> , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций АЕЛ, мг/м <sup>3</sup> при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O <sub>2</sub>		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	уголь	новая	50-100	6	90	300	32.6	108.7
BREF	уголь	новая	100-300	6	90	200	32.6	72.5
BREF	уголь	новая	> 300	6	50	150	18.1	54.3
LCPD	уголь	новая	50-500	6	600		217.4	
LCPD	уголь	новая	> 500	6	500		181.1	
LCPD	уголь	Новая 2016	> 500	6	200		72.5	
Goburg	уголь	новая	50-100	6	400		144.9	
Goburg	уголь	новая	100-300	6	300		108.7	
Goburg	уголь	новая	> 300	6	200		72.5	
BREF	уголь	существующая	50-100	6	90	300	32.6	108.7
BREF	уголь	существующая	100-300	6	90	200	32.6	72.5
BREF	уголь	существующая	> 300	6	50	200	18.1	72.5
LCPD	уголь	существующая	50-500	6	600		217.4	
LCPD	уголь	существующая	> 500	6	500		181.1	
LCPD	уголь	Сущ. 2016	> 500	6	200		72.5	
Goburg	уголь	существующая	> 50	6	650		235.5	
BREF	древесина	новая	50-100	6	150	250	57.9	96.4
BREF	древесина	новая	100-300	6	150	200	57.9	77.1
BREF	древесина	новая	> 300	6	50	150	19.3	57.9
LCPD	древесина	новая	50-100	6	400		154.3	
LCPD	древесина	новая	100-500	6	300		115.7	
LCPD	древесина	новая	> 500	6	200		77.1	
Goburg	древесина	новая	50-100	6	400		154.3	
Goburg	древесина	новая	100-300	6	300		115.7	
Goburg	древесина	новая	> 300	6	200		77.1	
BREF	древесина	существующая	50-100	6	150	300	57.9	115.7
BREF	древесина	существующая	100-300	6	150	250	57.9	96.4
BREF	древесина	существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
Goburg	древесина	существующая	> 50	6	650		250.7	
BREF	жидкое топливо	новая	50-100	3	150	300	42.4	84.9
BREF	жидкое топливо	новая	100-300	3	50	150	14.1	42.4
BREF	жидкое топливо	новая	> 300	3	50	100	14.1	28.3
LCPD	жидкое топливо	новая	50-100	3	400		113.2	
LCPD	жидкое топливо	новая	100-300	3	200		56.6	
LCPD	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
Goburg	жидкое топливо	новая	50-100	3	400		113.2	
Goburg	жидкое топливо	новая	100-300	3	300		84.9	
Goburg	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
BREF	жидкое топливо	существующая	50-100	3	150	450	42.4	127.3
BREF	жидкое топливо	существующая	100-300	3	50	200	14.1	56.6
BREF	жидкое топливо	существующая	> 300	3	50	150	14.1	42.4
LCPD	жидкое топливо	существующая	50-500	3	450		127.3	
LCPD	жидкое топливо	существующая	> 500	3	400		113.2	
Goburg	жидкое топливо	существующая	> 50	3	450		127.3	
BREF	газ	новая	50	3	50	100	14.2	28.3
LCPD	газ	новая	50-300	3	150		42.5	
LCPD	газ	новая	> 300	3	100		28.3	
Goburg	газ	новая	50-300	3	150		42.5	
Goburg	газ	новая	> 300	3	100		28.3	
BREF	газ	существующая	> 50	3	50	100	14.2	28.3
LCPD	газ	существующая	50-500	3	300		85.0	
LCPD	газ	существующая	> 500	3	200		56.6	
Goburg	газ	существующая	> 50	3	350		99.1	

Примечание:

1. BREF обозначает ссылочный документ с ВАТ для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС, Goburg обозначает Гетеборгский протокол 1999 г.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.
3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.
4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике USEPA (подробные сведения приведены в приложении Е).



Таблица D3. Окислы серы

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O <sub>2</sub> , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м <sup>3</sup> при н. у. (0°С, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O <sub>2</sub>		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	уголь	новая	50-100	6	150	400	54.3	144.9
BREF	уголь	новая	100-300	6	100	200	36.2	72.5
BREF	уголь	новая	> 300	6	20	200	7.2	72.5
LCPD	уголь	новая	50-100	6	2000		724.5	
LCPD	уголь	новая	100-500	6	400	2000	144.9	724.5
LCPD	уголь	новая	> 500	6	400		144.9	
Goburg	уголь	новая	50-100	6	850		307.9	
Goburg	уголь	новая	100-300	6	200	850	72.5	307.9
Goburg	уголь	новая	> 300	6	200		72.5	
BREF	уголь	существующая	50-100	6	150	400	54.3	144.9
BREF	уголь	существующая	100-300	6	100	250	36.2	90.6
BREF	уголь	существующая	> 300	6	20	200	7.2	72.5
LCPD	уголь	существующая	50-100	6	2000		724.5	0.0
LCPD	уголь	существующая	100-500	6	400	2000	144.9	724.5
LCPD	уголь	существующая	> 500	6	400		144.9	
Goburg	уголь	существующая	50-100	6	2000		724.5	
Goburg	уголь	существующая	100-500	6	400	2000	144.9	724.5
Goburg	уголь	существующая	> 500	6	400		144.9	0.0
BREF	древесина	новая	50-100	6	200	300	77.1	115.7
BREF	древесина	новая	100-300	6	150	300	57.9	115.7
BREF	древесина	новая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
LCPD	древесина	новая	50-100	6	200		77.1	
LCPD	древесина	новая	100-500	6	200		77.1	
LCPD	древесина	новая	> 500	6	200		77.1	
Goburg	древесина	новая	50-100	6	850		327.8	
Goburg	древесина	новая	100-300	6	200	850	77.1	327.8
Goburg	древесина	новая	> 300	6	200		77.1	
BREF	древесина	существующая	50-100	6	200	300	77.1	115.7
BREF	древесина	существующая	100-300	6	150	300	57.9	115.7
BREF	древесина	существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
Goburg	древесина	существующая	50-100	6	2000		771.4	
Goburg	древесина	существующая	100-500	6	400	2000	154.3	771.4
Goburg	древесина	существующая	> 500	6	400		154.3	
BREF	жидкое топливо	новая	50-100	3	100	350	28.3	99.0
BREF	жидкое топливо	новая	100-300	3	100	200	28.3	56.6
BREF	жидкое топливо	новая	> 300	3	50	150	14.1	42.4
LCPD	жидкое топливо	новая	50-100	3	850		240.5	
LCPD	жидкое топливо	новая	100-300	3	200	400	56.6	113.2
LCPD	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
Goburg	жидкое топливо	новая	50-100	3	850		240.5	
Goburg	жидкое топливо	новая	100-300	3	200	850	56.6	240.5
Goburg	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
BREF	жидкое топливо	существующая	50-100	3	100	350	28.3	99.0
BREF	жидкое топливо	существующая	100-300	3	100	250	28.3	70.7
BREF	жидкое топливо	существующая	> 300	3	50	200	14.1	56.6
LCPD	жидкое топливо	существующая	50-300	3	1700		481.0	
LCPD	жидкое топливо	существующая	300-500	3	400	1700	113.2	481.0
LCPD	жидкое топливо	существующая	> 500	3	400		113.2	
Goburg	жидкое топливо	существующая	50-300	3	1700		481.0	
Goburg	жидкое топливо	существующая	300-500	3	400	1700	113.2	481.0
Goburg	жидкое топливо	существующая	> 500	3	400		113.2	
Goburg	газ	новая	> 50	3	35		9.9	
LCPD	газ	новая	> 50	3	35		9.9	
LCPD	газ	существующая	> 50	3	35		9.9	
Goburg	газ	существующая	> 50	3	35		9.9	

Примечание:

1. BREF обозначает ссылочный документ с ВАТ для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС, Goburg обозначает Гетеборгский протокол 1999 г.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов, предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.
3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.

4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике USEPA (подробные сведения приведены в приложении Е).

**Таблица D4. Газовые турбины и стационарные двигатели**

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Технология	Стандартное содержание O <sub>2</sub> , % (об.), сухой воздух	Загрязнитель	Диапазон концентраций AEL, мг/м <sup>3</sup> при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O <sub>2</sub>		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж (чистая тепловая мощность))	
						Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	газ	новая	Газовая турбина	15	TSP	5		4.3	
BREF	газ	существующая	Газовая турбина	15	TSP	5		4.3	
BREF	газ	новая	Газовая турбина	15	SO <sub>2</sub>	10		8.6	
BREF	газ	существующая	Газовая турбина	15	SO <sub>2</sub>	10		8.6	
BREF	газ	новая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	20	50	17.2	43.0
LCPD	газ	новая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	50	75	43.0	64.4
LCPD	жидкое топливо	новая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	120		103.0	
Goburg	газ	новая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	50	75	43.0	64.4
Goburg	жидкое топливо	новая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	120		103.0	
BREF	газ	существующая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	20	90	17.2	77.3
Goburg	газ	существующая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	150		128.9	
Goburg	жидкое топливо	существующая	Газовая турбина	15	NO <sub>x</sub>	200		171.7	
BREF	газ	новая	Газовый двигатель	15	NO <sub>x</sub>	20	75	17.2	64.4
Goburg	газ	новая	Газовый двигатель	5	NO <sub>x</sub>	250	500	79.7	159.4
BREF	газ	существующая	Газовый двигатель	15	NO <sub>x</sub>	20	100	17.2	85.9
Goburg	газ	новая	Дизельный двигатель	5	NO <sub>x</sub>	500		159.4	
Goburg	жидкое топливо	новая	Дизельный двигатель	5	NO <sub>x</sub>	500	600	159.3	191.1

Примечание:

1. BREF обозначает ссылочный документ с Ват для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС, Goburg обозначает Гетеборгский протокол 1999 г.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.
3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.
4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике USEPA (подробные сведения приведены в приложении Е).

## Приложение Е. Расчет коэффициентов выбросов из концентраций

### Е.1 Коэффициенты выбросов для видов деятельности, связанных со сжиганием

#### А.1.1 Стандартизация концентраций в выбросах, связанных со сжиганием

Ежегодные выбросы, интенсивность выбросов и предельно допустимые значения выбросов обычно выражаются в единицах массы загрязнителя (например, т/год<sup>-1</sup>, кг/час<sup>-1</sup>, мг/м<sup>-3</sup>). Обратите внимание, что массовая концентрация не имеет смысла, пока не заданы объемные условия — обычно для процессов горения к этим условиям относится объем сухого воздуха при нормальных условиях (0 °С, 101,3 кПа) и стандартной концентрации кислорода. Для горения топлива теоретически требуется минимальное (стехиометрическое) количество воздуха. На практике для режима горения требуется воздуха больше, чем предусмотрено стехиометрическими условиями. Содержание кислорода в отработавших газах от установки сжигания является показателем объема избыточного воздуха, подающегося в систему горения. Приведение к стандартному содержанию кислорода дает возможность сравнивать различные технологии, поскольку это устраняет влияние разбавления (или концентрирования) при различных уровнях превышения воздуха/поступающего воздуха на концентрацию загрязняющего вещества.

Обычно используют следующие концентрации кислорода для нормирования выбросов:

- котлы, работающие на жидком топливе или газе — 3 % O<sub>2</sub>
- котлы, работающие на твердом топливе — 6, 7 % O<sub>2</sub>
- котлы, работающие на древесине — 6, 10, 11 или 13 % O<sub>2</sub>
- мусоросжигание — 11 % O<sub>2</sub>
- газовые турбины — 15 % O<sub>2</sub>
- стационарные двигатели — 5, 15 % O<sub>2</sub>
- сушилки — 17 % O<sub>2</sub>

Другие стандартизованные концентрации кислорода, включая 0 % O<sub>2</sub>, обычно используются при испытаниях коммунальных газовых установок. Концентрации можно приводить к стандартным величинам с помощью двуокиси углерода (хотя это и используется очень редко).

Обычно данные по концентрациям выбросов проводятся как массовые концентрации при заданном содержании кислорода. Однако когда данные по выбросам приводятся в ином виде, следующие уравнения могут помочь пользователю в приведении данных к более удобному виду.

Некоторые загрязняющие вещества были измерены и приводятся для влажных условий, и может потребоваться их приведение к условиям сухой среды.

$$[X]_d = [X]_w \cdot \frac{100}{(100-[H_2O])}$$

где:

[X]<sub>w</sub> измеренная концентрация для влажного отработавшего газа (миллионная доля, мг/м<sup>-3</sup>, % (по объему));

[X]<sub>d</sub> измеренная концентрация для сухого отработавшего газа (те же единицы, что и для влажного);

[H<sub>2</sub>O] является содержанием влаги в отработавшем газе в виде объемного % для влажных условий.

Многие загрязняющие вещества измеряются в виде объемных (молярных) концентраций. Приведение к массовой концентрации предполагает приближение идеального газа и подробно описано ниже:

$$[X]_m = [X]_d \frac{MW}{22.4}$$

где:

$[X]_d$  измеренная концентрация в ppm (миллионная доля) по объему для сухого отработавшего газа;

$[X]_m$  измеренная концентрация в мг/м<sup>3</sup> по объему для сухого отработавшего газа;

MW относительная массовая концентрация загрязняющего вещества (например, 64 для SO<sub>2</sub>);

22.4 объем, который занимает 1 киломоль идеального газа при 0 °С, 101,3 кПа (м<sup>3</sup>).

Обратите внимание, что концентрация NO<sub>x</sub> в выбросе и коэффициенты выброса задаются в терминах NO<sub>2</sub>. Отсюда получается, что относительная молекулярная масса, используемая для NO<sub>x</sub>, равна 46. Концентрация ЛОС в выбросе часто задается в терминах углерода. Отсюда относительная молекулярная масса, используемая для ЛОС, равна 12, но это положение в дальнейшем будет часто пересматриваться при использовании калибровочного газа (например, MBt для концентраций, измеренных как пропан C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, 'эквивалентом' будет 3 x 12 = 36).

Приведение к стандартной концентрации O<sub>2</sub> задается следующим соотношением:

$$[X]_{ref} = [X]_m \cdot \frac{(20.9 - [O_2]_{ref})}{(20.9 - [O_2]_m)}$$

где :

$[X]_{ref}$  является приведенной концентрацией загрязняющего вещества при стандартном содержании O<sub>2</sub>;

$[X]_m$  измеренная концентрация в мг/м<sup>3</sup> для сухого отработавшего газа;

$[O_2]_m$  измеренная концентрация O<sub>2</sub> в % для сухого воздуха;

$[O_2]_{ref}$  стандартная концентрация O<sub>2</sub> в % для сухого воздуха (например, 3, 6 или 15 %).

Этот расчет подходит, если концентрации загрязняющего вещества и O<sub>2</sub> измерены в сухом воздухе.

### Расчет коэффициентов выбросов

Коэффициент выбросов характеризуют загрязнение веществом от технологической деятельности. Для процессов сжигания коэффициенты выбросов обычно описываются как масса загрязняющего вещества, выбрасываемого при сжигании единичной массы топлива.

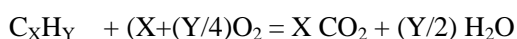
Коэффициент выбросов можно рассчитать различными способами; в применяемом подходе используется приведенная концентрация загрязняющего вещества в выбросе и удельный теоретический (стехиометрический) объем отработавшего газа для используемого топлива. Этот подход исключает необходимость измерения расхода отработавшего газа, которое могло бы иметь высокую степень неопределенности и не могло быть применено на многих установках для сжигания.

В этом подходе необходимо знать используемое топливо, концентрацию вредного вещества и содержание кислорода.

Анализ топлива, если его можно провести, дает возможность рассчитать удельный объем отработавшего газа из элементного анализа. Однако метод-19 Агентства США по защите окружающей среды дает объемы отработавшего газа для любого широко используемого топлива. Для другого топлива (например, генераторных газов, биогаза, неочищенного природного газа или газов, получаемых при переработке отходов) рекомендуется проводить анализ для минимизации возможных неопределенностей.

Способ анализа топлива: анализ топлива и расчеты по режиму горения используются для определения стехиометрического требования к объему воздуха и сухого отработавшего газа на единицу массы топлива. Обратите внимание на то, что важно знать условия проведения анализа, данные которого могут быть опубликованы, особенно для твердого топлива. Расчеты предполагают использование приближения идеального газа. Объем сухого отработавшего газа рассчитывается для стандартной концентрации  $O_2$ , использованной для нормирования концентрации выбросов загрязняющего вещества. Коэффициент выбросов загрязняющего вещества (EF) может быть рассчитан умножением приведенной концентрации загрязняющего вещества на объем сухого отработавшего газа при той же самой приведенной концентрации кислорода.

В общем случае объемы отработавшего газ, произведенного в результате сжигания топлива, можно рассчитать в соответствии со следующими соотношениями.



Обратите внимание, что некоторая часть кислорода может быть получена из топлива. Для горения в воздухе каждый кубический метр кислорода связан в отношении (79,1/20,9) с азотом.

Объем сухого отработавшего газа при стехиометрических условиях ( $DFGV_{SC}$ ) в расчете на единицу массы топлива (или объема в случае газообразных топлив) можно рассчитать, и поэтому объем сухого отработавшего газа для условий, приведенных к нормальным условиям ( $DFGV_{ref}$ ) для требуемого стандартного содержания кислорода, можно получить из соотношения:

$$DFGV_{ref} = DFGV_{SC} \cdot (20,9/(20,9-[O_{2ref}]))$$

Коэффициент выбросов загрязняющего вещества (EF) может быть рассчитан умножением приведенной концентрации загрязняющего вещества на объем сухого отработавшего газа при той же самой приведенной концентрации кислорода. Например, при 15 % кислорода:

$$EF = [X]_{15\%} \cdot DFGV_{15}$$

Коэффициенты выбросов приводятся в различных видах, и все они обычно пересчитываются, используя физические или другие свойства топлива.

Например, коэффициент выброса тепла (так, как это делается в Руководстве) может быть получен делением коэффициента выброса, рассчитанным выше, на теплоту сгорания топлива. В Руководстве это соответствует низшей CV топлива.

$$EF_{thermal} = \frac{EF}{CV}$$

где:

$EF_{thermal}$  является коэффициентом теплового выброса, выраженного в единицах, подходящих для пользователя (например, в г/ГДж<sup>-1</sup>);

CV является низшей теплотой сгорания топлива в соответствующих единицах, подходящих для коэффициента выброса.

Метод 19: USEPA приводит стехиометрический объем сухого отработавшего газа для жидкого топлива. Данные USEPA можно найти в методе 19 USEPA (Свод Федеральных Нормативных Актов США, Раздел 40, Часть 60, Приложение А). Данные USEPA по коэффициенту F представлены как объем сухого отработавшего газа при 20 °C, связанного с высшей теплотой сгорания топлива. Условия USEPA не совпадают с используемыми в Руководстве (на основе низшей теплоты сгорания) или концентрации в выбросе, обычно приводимая в Европе (сухой газ при н.у. — 0°C, 101,3 кПа), и, как следствие, эти данные требуют некоторых преобразований. При расчетах используется приближение идеального газа.

Метод USEPA описан на сайте [www.epa.gov/ttn/emc/methods/method19.html](http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method19.html), а коэффициенты F приводятся далее.

ТАБЛИЦА 19-2. КОЭФФИЦИЕНТЫ F ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ТОПЛИВА<sup>1</sup>

Тип топлива	F <sub>d</sub>		F <sub>w</sub>		F <sub>c</sub>	
	dscm/J	dscf/10 <sup>6</sup> Btu	wscm/J	wscf/10 <sup>6</sup> Btu	scm/J	scf/10 <sup>6</sup> Btu
Уголь						
Антрацит <sup>2</sup>	2.71x10 <sup>-7</sup>	10,100	2.83x10 <sup>-7</sup>	10,540	0.530x10 <sup>-7</sup>	1,970
Битуминозный уголь <sup>2</sup>	2.63x10 <sup>-7</sup>	9,780	2.86x10 <sup>-7</sup>	10,640	0.484x10 <sup>-7</sup>	1,800
Лигнит	2.65x10 <sup>-7</sup>	9,860	2.21x10 <sup>-7</sup>	11,950	0.513x10 <sup>-7</sup>	1,910
Топливо <sup>3</sup>	2.47x10 <sup>-7</sup>	9,190	2.77x10 <sup>-7</sup>	10,320	0.383x10 <sup>-7</sup>	1,420
Газ						
Природный	2.34x10 <sup>-7</sup>	8,710	2.85x10 <sup>-7</sup>	10,610	0.287x10 <sup>-7</sup>	1,040
Пропан	2.34x10 <sup>-7</sup>	8,710	2.74x10 <sup>-7</sup>	10,200	0.321x10 <sup>-7</sup>	1,190
Бутан	2.34x10 <sup>-7</sup>	8,710	2.79x10 <sup>-7</sup>	10,390	0.337x10 <sup>-7</sup>	1,250
Древесина	2.48x10 <sup>-7</sup>	9,240	--	--	0.492x10 <sup>-7</sup>	1,830
Древесная кора	2.58x10 <sup>-7</sup>	9,600	--	--	0.516x10 <sup>-7</sup>	1,920
Муниципальные отходы	2.57x10 <sup>-7</sup>	9,570	--	--	0.488x10 <sup>-7</sup>	1,820
Твердые отходы	--					

<sup>1</sup> Определяются в стандартных условиях: 20°C (68°F) и 760 мм рт.ст. (29.92 д рт.ст.)

<sup>2</sup> Классифицируются согласно ASTM D 388.

<sup>3</sup> Неочищенная нефть, остатки нефтепродуктов или дистиллятное топливо.

Используются коэффициенты F<sub>d</sub> — они представляют стехиометрический объем сухого отработавшего газа в расчете на единицу потребляемой энергии. Коэффициенты F<sub>w</sub> и F<sub>c</sub> представляют объем влажного отработавшего газа и объем CO<sub>2</sub> соответственно.

Прежде всего, пересчитывается объем сухого отработавшего газа USEPA при стехиометрических условиях, чтобы получить объем отработавшего газа (DFGV<sub>ref</sub>) для требуемого содержания кислорода при н.у. и для низшей потребляемой энергии.

$$F_d' = F_d \cdot (273/293) \cdot ((CV_{\text{выш}})/CV_{\text{низш}})$$

Здесь:

F<sub>d</sub>' — стехиометрический объем сухого отработавшего газа при н.у. в расчете на единицу чистой потребляемой энергии — м<sup>3</sup>/Дж<sup>-1</sup>

F<sub>d</sub> — коэффициент USEPA (20 °C и высшая потребляемая энергия)

273/293 — объемная поправка — отношение температур в Кельвинах

Обратите внимание, что при этом нужно знать отношение высшей теплоты сгорания топлива к низшей. Показательные отношения, приведенные ниже, основываются на данных Великобритании (DUKES 2007).

Топливо	CV <sub>высш</sub>	CV <sub>низш</sub>	Единицы измерения	Отношение высшей/низшей
Уголь для электростанции	26,2	24,9	ГДж/т <sup>-1</sup>	1,05
Промышленный уголь	26,6	25,3	ГДж/т <sup>-1</sup>	1,05
Древесина	11,9	10	ГДж/т <sup>-1</sup>	1,08
НФО	43,3	41,2	ГДж/т <sup>-1</sup>	1,05
Газойл	45,6	43,4	ГДж/т <sup>-1</sup>	1,05
Природный газ	39,8	35,8	МДж/м <sup>-3</sup>	1,11

Теперь можно рассчитать объем сухого отработавшего газа при стандартном содержании кислорода:

$$F_{dref} = F_d' \cdot (20.9 / (20.9 - [O_{2ref}]))$$

Коэффициент выбросов загрязняющего вещества ( $EF_{thermal}$ ) может быть рассчитан умножением приведенной концентрации загрязняющего вещества на объем сухого отработавшего газа при той же самой приведенной концентрации кислорода. Например, при 15 % кислорода:

$$EF_{thermal} = [X]_{15\%} \cdot F_{d15\%}$$

Коэффициенты выбросов выражаются различными способами, и все они обычно пересчитываются, используя физические или другие свойства топлива.

Например, коэффициенты выброса массы можно получить умножением коэффициента теплового выброса, рассчитанного выше, на низшую теплоту сгорания топлива.

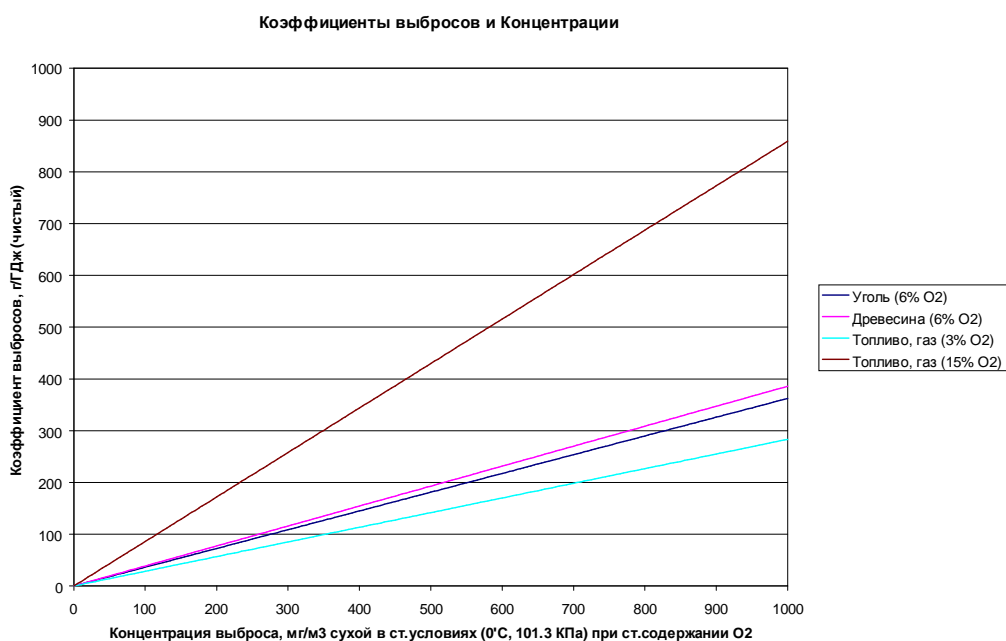
$$EF = EF_{thermal} \cdot CV$$

где:

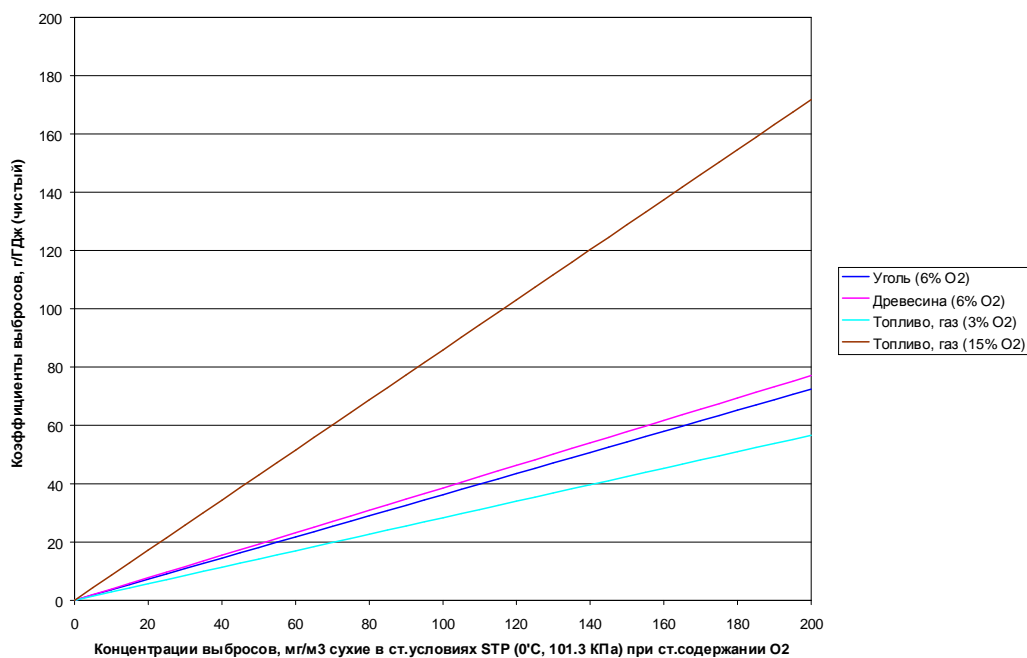
$EF_{тепл}$  - коэффициент теплового выброса, выраженный в единицах, которые подходят для пользователя (например, г/ГДж<sup>-1</sup>);

CV - низшая теплота сгорания топлива в подходящих единицах, которые подходят к единицам коэффициента выброса.

Рисунки с примерами для корреляции концентраций выброса с коэффициентами выброса из метода 19 USEPA метод 19; коэффициенты F приведены на рис. С1 и С2.



**Рис. Е1. Коэффициенты выброса — выбранные топлива и приведенные концентрации до 1 000 мг/м<sup>-3</sup>**



**Рис. Е2. Коэффициенты выброса — выбранные топлива и приведенные концентрации до 200 мг/м<sup>-3</sup>**



## Приложение F. Коэффициенты выбросов из более ранних выпусков Руководства

### Глава В111

Таблица 24: Коэффициенты выброса NO<sub>x</sub> [г/ГДж] для установок для сжигания

Тип топлива				Код NAPFUE	Тепловая мощность котла (МВт)				
					>= 300 <sup>(32)</sup>			>= 50 и < 300 <sup>(32)</sup>	
					Type of boiler <sup>(43)</sup>			Type of boiler	
				DBB/котел <sup>(27)</sup>	WBB	FBC CFBC	DBB/котел <sup>(27)</sup>	WBB	
s	уголь	hc	коксование	101	см. таблицу 25	см. таблицу 25	70 <sup>(1)</sup>	см. таблицу 25	см. таблицу 25
s	уголь	hc	пар	102	см. таблицу 25	см. таблицу 25	70 <sup>(1)</sup>	см. таблицу 25	см. таблицу 25
s	уголь	hc	полубитуминозный	103	см. таблицу 25	см. таблицу 25	70 <sup>(1)</sup>	см. таблицу 25	см. таблицу 25
s	уголь	bc	бурый уголь/лигнит	105	см. таблицу 25		70 <sup>(1)</sup>	см. таблицу 25	
s	уголь	bc	брикеты	106					
s	кокс	hc	коксовая печь	107					
s	кокс	bc	коксовая печь	108					
s	кокс		бензин	110			300 <sup>(1)</sup>		
s	биомасса		древесина	111			200 <sup>(1),15)</sup>		
s	биомасса		древесный уголь	112					
s	биомасса		торф	113	300 <sup>(1),28)</sup>		300 <sup>(1)</sup>		
s	отходы		муниципальные	114					
s	отходы		промышленные	115					
s	отходы		древесина	116					
s	отходы		сельскохозяйственные	117					
1	жидкое топливо		остаточный нефтепродукт	203	210 <sup>(1),29)</sup> , 260 <sup>(1),28)</sup> , 155 - 296 <sup>(19),20)</sup>			150 <sup>(1),29)</sup> , 170 <sup>(1),29)</sup> , 190 <sup>(1),30)</sup> , 210 <sup>(1),30)</sup>	
1	жидкое топливо		газойл	204	64 - 68 <sup>(21)</sup>			100 <sup>(1)</sup>	
1	жидкое топливо		дизельное топливо	205					
1	керосин			206					
1	топливо		моторное	208					
1	нафта			210					
1	черный щепок			215					
g	газ		природный	301	170 <sup>(1)</sup> , 48 - 333 <sup>(22),23)</sup>			125 <sup>(1),25)</sup> , 150 <sup>(1),26)</sup> , 48 - 333 <sup>(22),23),24)</sup>	
g	газ		сжиженный нефтяной газ	303	88 - 333 <sup>(23),24)</sup>			88 - 333 <sup>(23),24)</sup>	
g	газ		кокосовый	304	150 <sup>(1)</sup> , 88 - 333 <sup>(23),24)</sup>			110 <sup>(1),25)</sup> , 130 <sup>(1),26)</sup> , 88 - 333 <sup>(23),24)</sup>	
g	газ		доменный	305	95 <sup>(1)</sup> , 88 - 333 <sup>(23),24)</sup>			65 <sup>(1),25)</sup> , 80 <sup>(1),26)</sup> , 88 - 333 <sup>(23),24)</sup>	
g	газ		кокосовый и доменный	306	88 - 333 <sup>(23),24)</sup>			88 - 333 <sup>(23),24)</sup>	
g	газ		отработавший	307	88 - 333 <sup>(23),24)</sup>			88 - 333 <sup>(23),24)</sup>	
g	газ		нефтезаводской	308	88 - 333 <sup>(23),24)</sup>			140 <sup>(1)</sup> , 88 - 333 <sup>(23),24)</sup>	
g	газ		биогаз	309	88 - 333 <sup>(23),24)</sup>			88 - 333 <sup>(23),24)</sup>	
g	газ		из газового дегтя	311					

Таблица 24: продолжение

> 50 и < 300 <sup>32)</sup>				Тепловая мощность котла (МВт)								нет спецификации CORINAIR 90 <sup>44)</sup>	
Тип котла				Тип котла				Газовые турбины		Стационарные двигатели			
FBC		GF		DBB/котел <sup>27)</sup>	WBB	FBC		GF	SC	CC	CI		SI
PFBC	CFBC	PFBC	CFBC			AFBC	GF						
150 <sup>1)</sup>	70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>	180 <sup>1),31)</sup> , 230 <sup>1),29)</sup>				70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>					545 <sup>44)</sup>
150 <sup>1)</sup>	70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>	180 <sup>1),31)</sup> , 230 <sup>1),29)</sup>				70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>					36.5 - 761 <sup>44)</sup>
150 <sup>1)</sup>	70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>	180 <sup>1),31)</sup> , 230 <sup>1),29)</sup>				70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>					20.5 - 1,683 <sup>44)</sup>
150 <sup>1)</sup>	70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>	180 <sup>1),31)</sup> , 230 <sup>1),29)</sup>				70 <sup>1)</sup>	150 <sup>1)</sup>					180 - 380 <sup>44)</sup>
			300 <sup>1)</sup>			300 <sup>1)</sup>	300 <sup>1)</sup>						33.3 - 175 <sup>44)</sup>
		200 <sup>1)</sup> , 33 - 115 <sup>15)</sup>	200 <sup>1)</sup> , 33 - 115 <sup>15)</sup>					200 <sup>1),15)</sup>					50 - 200 <sup>44)</sup>
160 <sup>1)</sup>	100 <sup>1)</sup>	230 <sup>1)</sup>	280 <sup>1)</sup>			160 <sup>1)</sup>	100 <sup>1)</sup>						150 - 240 <sup>44)</sup>
		90 - 463 <sup>16),17)</sup> 139 - 140 <sup>18)</sup> 88 <sup>6)</sup>						90 - 463 <sup>16),17)</sup> 139 - 140 <sup>18)</sup>					220 <sup>44)</sup> 80 - 200 <sup>44)</sup> 160 <sup>44)</sup>
			140 <sup>1),29)</sup> , 180 <sup>1),30)</sup> 80 <sup>1)</sup> , 100 <sup>1)</sup>						250 <sup>45)</sup> 120 <sup>1),35)</sup> , 350 <sup>1),33)</sup> , 380 <sup>1),34)</sup> , 780 <sup>1),36)</sup> 100 - 700 <sup>45)</sup> , 300 <sup>46)</sup>		1,090-1,200 <sup>45)</sup> 100 - 1,200 <sup>45)</sup>	1,000 <sup>1),40),42)</sup> , 1,800 <sup>1),39),42)</sup>	24 - 370 <sup>44)</sup> 50 - 269 <sup>44)</sup>  180 <sup>44)</sup> 20 - 440 <sup>44)</sup>
			100 <sup>1)</sup> , 48 - 333 <sup>22),23),24)</sup>						150 - 360 <sup>45)</sup> 188 <sup>4),41)</sup>	187 <sup>4),41)</sup>	600 <sup>1),37),42)</sup> , 1,200 <sup>1),38),42)</sup>	1,000 <sup>1),40),42)</sup> , 1,800 <sup>1),39),42)</sup>	22 - 350 <sup>44)</sup>
			88 - 333 <sup>23),24)</sup> 90 <sup>1),23),24)</sup> 88 - 333 <sup>23),24)</sup> 88 - 333 <sup>23),24)</sup> 88 - 333 <sup>23),24)</sup> 140 <sup>1),23),24)</sup> 88 - 333 <sup>23),24)</sup>						150-151 <sup>45)</sup>				35 - 100 <sup>44)</sup> 70 - 571 <sup>44)</sup> 6.7 - 330 <sup>44)</sup>  35 - 327 <sup>44)</sup> 35 - 140 <sup>44)</sup> 60 <sup>44)</sup>

- 1) CORINAIR 1992 /80/, без первичных мер
- 2) Ratajczak 1987 /103/, Kolar 1990 /17/
- 3) Lim 1982 /91/, Kolar 1990 /17/
- 4) Mobley 1985 /96/, Kolar 1990 /17/
- 5) LIS 1977 /92/
- 6) Radian 1990 /102/, IPCC 1994 /88/, без первичных мер
- 7) UBA 1985 /111/, Kolar 1990 /17/
- 8) Kolar 1990 /17/
- 9) Bartok 1970 /75/, Kolar 1990 /17/
- 10) Kremer 1979 /90/, Kolar 1990 /17/
- 11) UBA 1981 /110/, Kolar 1990 /17/
- 12) LIS 1987 /93/
- 13) Davids 1984 /81/, Kolar 1990 /17/
- 14) Ministry 1980 /95/, Kolar 1990 /17/
- 15) котел энергетической установки: 112<sup>6)</sup>, котел в коммерческом секторе: 33<sup>6)</sup>, котел в промышленном секторе: 115<sup>6)</sup>
- 16) котел энергетической установки (GF): 140<sup>6)</sup>, котел в коммерческом секторе: 463<sup>6)</sup>, открытое сжигание в коммерческом секторе: 3<sup>6)</sup> кг/мг отходов
- 17) GF: 90 - 180<sup>8)</sup>
- 18) промышленное сжигание (крупные топки): 140<sup>6)</sup>, промышленное сжигание (небольшие топки): 139<sup>6)</sup>
- 19) DBB (электростанции): 240<sup>11)</sup>, 245<sup>10)</sup>, 296<sup>9)</sup>, 270<sup>10)</sup>
- 20) котел энергетической установки: 201<sup>6)</sup>, котел в коммерческом секторе: 155<sup>6)</sup>, котел в промышленном секторе: 161<sup>6)</sup>
- 21) котел энергетической установки: 68<sup>6)</sup>, котел в коммерческом секторе: 64<sup>6)</sup>
- 22) котел энергетической установки: 267<sup>6)</sup>, котел в коммерческом секторе: 48<sup>6)</sup>, котел в промышленном секторе: 67<sup>6)</sup>
- 23) электростанция: 160<sup>9)</sup>, 170<sup>10)</sup>, 185<sup>10)</sup>, 190<sup>11)</sup>, 215<sup>10)</sup>, 333<sup>13)</sup>
- 24) промышленность: 88<sup>9)</sup>, 100<sup>11)</sup>
- 25) 50 - 100 МВт
- 26) 100 - 300 МВт
- 27) DBB для сжигания угля; котел для других типов топлива
- 28) сжигание с настенным расположением горелок
- 29) сжигание с угловым расположением горелок
- 30) сжигание с настенным/нижним расположением горелок
- 31) сжигание с настенным/угловым расположением горелок
- 32) Коэффициенты выбросов [г/ГДж] даны со значением полной мощности рабочего режима.
- 33) нет спецификации
- 34) с диффузионной топкой
- 35) современный с предварительным смесителем
- 36) выделяется от авиационных двигателей
- 37) камера впрыска
- 38) прямой впрыск
- 39) 4-тактные двигатели
- 40) 2-тактные двигатели
- 41) 80<sup>1),35)</sup>, 250<sup>1),33)</sup>, 160 - 480<sup>1),34)</sup>, 650<sup>1),36)</sup>
- 42) 1000<sup>1),33)</sup>
- 43) Образование термического NO наиболее связано с температурой горения, чем с установкой топки в котле /64/. Следовательно, коэффициенты выбросов не даны при различной установке топки (например, сжигание с угловым расположением горелок).
- 44) Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники с тепловой мощностью > 300, 50 - 300, <50 МВт
- 45) Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники
- 46) AP42 /115/

Таблица 25: Коэффициенты выброса NO<sub>x</sub> [г/ГДж] для жигания угля согласно модели (см. Приложения 4 и 5)

Тип топлива			Страна, где добывается уголь	Код NAPFUE	Н <sub>p</sub> [МДж/кг] (по массе)	Тепловая мощность котла [МВт] >= 50 <sup>2)</sup>									
						Тип котла					WBB				
						PM0 <sup>1)</sup>	PM1	DBB PM2	PM3	PM4	PM0	PM1	PM2	PM3	PM4
						η=0	η=0.20	η=0.45	η=0.45	η=0.60	η=0	η=0.20	η=0.45	η=0.40	η=0.60
s	уголь	hc	Австралия	(101)	34	568	454	312	312	227	703	562	387	422	281
			Канада	(101)	33	500	405	278	278	202	627	501	345	376	251
			Китай	(101)	32	413	331	227	227	165	512	409	281	307	205
			Колумбия	(101)	32	535	428	394	394	214	662	529	364	397	265
			Чехия	(101)	34	483	387	266	266	193	598	479	329	359	239
			Франция	101	35	374	299	205	205	149	463	370	254	278	185
			Германия RAG	102	35	384	307	211	211	154	476	381	262	285	190
			Германия Другие компании	101	30	495	396	272	272	198	613	490	337	368	245
			СНГ	(101)	32	308	247	169	169	123	382	305	210	229	153
			Венгрия	101	34	401	320	220	220	160	496	397	273	298	198
			Индия	103	30	551	441	303	303	220	682	545	375	409	273
			Южная Африка	(101)	32	569	456	313	313	228	705	504	388	423	282
			США	(101)	34	563	450	310	310	225	697	558	383	418	279
			Венесуэла	(101)	34	588	471	324	324	235	728	583	401	437	291
						η=0	η=0.20	η=0.45	η=0.40	η=0.60					
s	уголь	bc	Чехия	105	28	506	405	278	304	202	X				
			Германия - район Рейна	105	27	325	260	179	195	130					
			Германия - Центральная	105	25	504	403	277	302	202					
			Германия - Восточная	105	26	539	431	296	323	215					
			Венгрия -1	105	36	379	303	208	227	151					
			Венгрия -2	103	28	379	304	209	228	152					
			Польша	105	25	531	425	292	319	213					
			Португалия	105	25	461	369	254	277	185					
			Турция -2	103	27	725	580	399	435	290					

<sup>1)</sup> Коэффициенты выбросов [г/ГДж] даны со значением полной мощности рабочего режима.

<sup>2)</sup> PM0 ... PM4 = наиболее используемой сочетание первичных мер; η = эффективность сокращения [ ]

PM0 – нет первичных мер

PM1 – один вариант первичных мер: LNB;

PM2 – два варианта первичных мер: LNB/SAS

PM3 – два варианта первичных мер: LNB/OFA

PM4 - три варианта первичных мер: LNB/SAS/OFA

Таблица 26: Коэффициенты выброса НМЛОС [г/ГДж] для установок для сжигания

Тип топлива			Код NAPFUE	Тепловая мощность котла (МВт)					нет спецификации CORINAIR 90 <sup>6)</sup>
				≥ 50		< 50		Газовые турбины	
				котел	GF	котел			
s	уголь	hc	коксование	101	3 <sup>5)</sup> , 30 <sup>2)</sup>	50 <sup>2)</sup>	600 <sup>1)</sup>	X	3 <sup>6)</sup>
s	уголь	hc	пар	102	3 <sup>5)</sup> , 30 <sup>2)</sup>	50 <sup>2)</sup>	600 <sup>1)</sup>		1 - 15 <sup>6)</sup>
s	уголь	hc	полубитуминозный	103	3 <sup>5)</sup> , 30 <sup>2)</sup>	50 <sup>2)</sup>	600 <sup>1)</sup>		1.5 - 15 <sup>6)</sup>
s	уголь	bc	бурый уголь/лигнит	105	30 <sup>2),3)</sup>	50 <sup>2)</sup>			1.5 - 15 <sup>6)</sup>
s	уголь	bc	брикеты	106			150 <sup>1)</sup>		
s	кокс	hc	коксовая печь	107			12 <sup>1)</sup>		5 - 15 <sup>6)</sup>
s	кокс	bc	коксовая печь	108					
s	кокс		бензин	110					1.5 <sup>6)</sup>
s	биомасса		древесина	111	80 <sup>2)</sup>		100 <sup>5)</sup> , 150 <sup>1)</sup> , 400 <sup>4)</sup>		10 - 48 <sup>6)</sup>
s	биомасса		древесный уголь	112					
s	биомасса		торф	113	30 <sup>2),3)</sup>	30 <sup>2)</sup>			3 - 48 <sup>6)</sup>
s	отходы		муниципальные	114					10 <sup>6)</sup>
s	отходы		промышленные	115					
s	отходы		древесина	116					40 - 48 <sup>6)</sup>
s	отходы		сельскохозяйственные	117					50 <sup>6)</sup>
l	жидкое топливо		остаточный нефтепродукт	203	10 <sup>2),3)</sup>	X	3 <sup>7)</sup>		1.5 - 47.6 <sup>6)</sup>
l	жидкое топливо		газойл	204	5 <sup>2)</sup>		15 <sup>1)</sup>		5 <sup>2)</sup> , 1.5 - 2 <sup>7)</sup>
l	жидкое топливо		дизельное топливо	205				1.5 - 100 <sup>7)</sup> , 100 <sup>2)</sup>	
l	керосин			206					3 <sup>6)</sup>
l	топливо		моторное	208					
l	нафта			210					3 <sup>6)</sup>
l	черный шелок			215					3 <sup>6)</sup>
g	газ		природный	301	5 <sup>2)</sup>	X	5 <sup>2)</sup> , 2.5 - 4 <sup>7)</sup>	2 - 4 <sup>6)</sup>	
g	газ		сжиженный нефтяной газ	303				200 <sup>2)</sup>	2 - 2.6 <sup>6)</sup>
g	газ		коксовый	304					2.5 - 167 <sup>6)</sup>
g	газ		доменный	305					1 - 2.5 <sup>6)</sup>
g	газ		коксовый и доменный	306					
g	газ		отработавший	307					2.5 <sup>6)</sup>
g	газ		нефтезаводской	308	25 <sup>2)</sup>			2.5 <sup>7)</sup>	2.1 - 10 <sup>6)</sup>
g	газ		биогаз	309				2.5 <sup>6)</sup>	
g	газ		из газового дегтя	311					

1) LIS 1977 /92/ 2) CORINAIR 1992 /80/

3) Только DBB

4) потребители с малой нагрузкой, для сравнения /24/

5) электростанции, для сравнения /24/

6) Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники с тепловой мощностью &gt; 300, 50 - 300, &lt;50 МВт

7) Данные CORINAIR90, точечные источники

Таблица 28: Коэффициенты выброса CO [г/ГДж] для установок для сжигания

Тип топлива				Код NAPFUE	Сжигание на электростанциях			Тип сжигания		Сжигание в промышленном секторе			Газовые турбины	Стационарные двигатели
					DBB/WBB/ котлы <sup>1)</sup>	GF стокер		котел	GF	DBB/WBB/ котел <sup>1)</sup>	GF стокер			
					забрасыватель	передвижной			забрасыватель	передвижной				
s	уголь	hc	коксование	101	14 <sup>3)</sup>	121 <sup>3)</sup>		195 <sup>3)</sup>		9.7 <sup>2)</sup> , 13 <sup>4)</sup>	81 <sup>2)</sup> , 115 <sup>4)</sup>	97.2 <sup>2)</sup>		
s	уголь	hc	пар	102	14 <sup>3)</sup>	121 <sup>3)</sup>		195 <sup>3)</sup>		9.7 <sup>2)</sup> , 13 <sup>4)</sup>	115 <sup>4)</sup>	9.7 <sup>2)</sup>		
s	уголь	hc	полубитуминозный	103	14 <sup>3)</sup>	121 <sup>3)</sup>		195 <sup>3)</sup>		9.7 <sup>2)</sup> , 13 <sup>4)</sup>	81 <sup>2)</sup> , 115 <sup>4)</sup>	97.2 <sup>2)</sup>		
s	уголь	bc	бурый уголь/лигнит	105	14 <sup>3)</sup>	121 <sup>3)</sup>		195 <sup>3)</sup>		16 <sup>2)</sup> , 13 <sup>4)</sup>	133 <sup>2)</sup> , 115 <sup>4)</sup>	160 <sup>2)</sup>		
s	уголь	bc	брикеты	106										
s	кокс	hc	коксовая печь	107										
s	кокс	bc	коксовая печь	108										
s	кокс		бензин	110										
s	биомасса		древесина	111	1,473 <sup>3)</sup>			199 <sup>3)</sup>		1,504 <sup>3)</sup>				
s	биомасса		древесный уголь	112										
s	биомасса		торф	113										
s	отходы		муниципальные	114		98 <sup>3),6)</sup>		19 <sup>3)</sup>		19 <sup>3),7)</sup> , 96 <sup>3),7)</sup>	42 кг/Мг <sup>3),8)</sup>			
s	отходы		промышленные	115										
s	отходы		древесина	116										
s	отходы		сельскохозяйственные	117				58 кг/Мг <sup>3),8)</sup>						
l	жидкое топливо		остаточный нефтепродукт	203	15 <sup>3)</sup>			17 <sup>3)</sup>		15 <sup>3)</sup>		10 - 15 <sup>10)</sup>	100 <sup>10)</sup>	
l	жидкое топливо		газойл	204	15 <sup>3)</sup>			16 <sup>3)</sup>		12 <sup>3)</sup>		10 - 20 <sup>10)</sup> 20.6 <sup>11)</sup>	12 - 1,130 <sup>10)</sup>	
l	жидкое топливо		дизельное топливо	205										
l	керосин			206										
l	топливо		моторное	208										
l	нафта			210										
l	черный шелок			215										
g	газ		природный	301	19 <sup>3)</sup>			9.6 <sup>3)</sup>		17 <sup>3)</sup> , 13 <sup>5)</sup>			10 - 20 <sup>10)</sup> , 32 <sup>3)</sup>	
g	газ		сжиженный нефтяной газ	303										
g	газ		коксовый	304										
g	газ		доменный	305										
g	газ		коксовый и доменный	306										
g	газ		отработавший	307										
g	газ		нефтезаводской	308									10 <sup>10)</sup>	
g	газ		биогаз	309										
g	газ		из газового дегтя	311										

- 1) DBB/WBB для сжигания угля; котел для других типов топлива
- 2) EPA 1987 /85/, CORINAIR 1992 /80/
- 3) Radian 1990 /102/, IPCC 1994 /88/, без первичных мер
- 4) OECD 1989 /100/, CORINAIR 1992 /80/
- 5) CORINAIR 1992 /80/, часть 8
- 6) горение на решетке без спецификаций
- 7) малое сжигание 19 г/ГДж, крупное сжигание 96 г/ГДж
- 8) открытое сжигание
- 9) Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники с тепловой мощностью > 300, 50 - 300, <50 МВт
- 10) Данные CORINAIR90, точечные источники
- 11) AP42 /115/

## Глава В111(S1)PMv1

Таблица 8.2а. Коэффициенты выброса при сжигании каменного угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Каменный уголь								
Битуминозный уголь	101	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FF < 20 мг/Нм-3	6	6	5	СЕРМЕИР 'ВАТ'
				ESP (или FF) < 50 мг/Нм-3	15	12	6	Масштабировано из коэффициента ESP СЕРМЕИР. ОКВЧ приведено к номинальному предельному значению 100 мг/Нм-3
				ESP < 100 мг/Нм-3	30	25	12	Из СЕРМЕИР для полубитуминозного угля 'высокоэффективный ESP', ОКВЧ приведено к номинальной предельной величине 100 мг/Нм-3
				ESP старый/традиционный < 500 мг/Нм-3	140	70	17	СЕРМЕИР
				Модуль с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
				Модуль, без мер сокращения выбросов или с циклонным пылеулавливанием	500	250	100	СЕРМЕИР (Прим.: такая большая концентрация выброса применима лишь к нескольким установкам, если применима вообще)
Полубитуминозный уголь	103	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FF < 20 мг/Нм-3	6	6	5	СЕРМЕИР 'ВАТ'
				ESP (or FF)	15	12	6	Нормирована по коэффициенту



Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
				< 50 мг/Нм-3				ESP СЕРМЕIP (ОКВЧ приведено к номинальной предельной величине 100 мг/Нм-3)
				ESP < 100 мг/Нм-3	30	25	12	Полубитуминозный уголь СЕРМЕIP с 'высокоэффективным ESP', ОКВЧ приведено к номинальной предельной величине 100 мг/Нм-3
				ESP старый/традиционный < 500 мг/Нм-3	140	70	17	СЕРМЕIP
				Модуль с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕIP
				Модуль, без мер по сокращению выбросов или с циклонным пылеулавливателем	500	250	100	СЕРМЕIP (меньший из двух коэффициентов ОКВЧ, 800 г/ГДж для небольших установок без мер по сокращению выбросов при такой высокой концентрации выброса, которая применима лишь к нескольким установкам, если применима вообще)
Кокс	107	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов	Неконтролируемый вид деятельности	500	250	100	Кокс вряд ли будет использован как первичное топливо, при совместном сжигании следует использовать коэффициент для первичного топлива

Таблица 8.2b. Коэффициенты выбросов при сжигании бурого угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Бурый уголь	105	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современные FF < 20 мг/Нм-3	9	8	6	СЕРМЕИР 'ВАТ'
				Высокоэффективный ESP (или FF)	40	30	14	СЕРМЕИР
				Традиционная крупная установка с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
Торф	113	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современные средства сокращения выбросов (FF) < 30 мг/Нм-3	9	8	6	СЕРМЕИР
				Эффективные средства сокращения выбросов, < 50 мг/Нм-3	20	15	10	ОКВЧ нормированы по предельной величине выброса в 50 мг/Нм-3
				Эффективные средства сокращения выбросов, < 100 мг/Нм-3	40	30	20	ОКВЧ нормированы по предельной величине выброса в 100 мг/Нм-3
				Традиционная технология	120	40	20	СЕРМЕИР
				Традиционная небольшая, многоциклонная	300	40	20	СЕРМЕИР

Таблица 8.2с. Коэффициенты выбросов при сжигании прочего твердого топлива

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Муниципальные твердые отходы	114	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные средства сокращения выбросов (ВАТ)	15	13	10	СЕРМЕИР (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
				Традиционные средства сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (контролируемое оптимизируемое сжигание), (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
Промышленные отходы	115	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные средства сокращения выбросов (ВАТ)	15	13	10	СЕРМЕИР (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
				Традиционные средства сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (неконтролируемое, оптимизированное сжигание), (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем)

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
								национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
				Более ранние, небольшие без средств сокращения выбросов	600	350	210	СЕРМЕИР (неконтролируемое, оптимизированное сжигание), (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)

Таблица 8.2d. Коэффициенты выбросов для процессов сжигания с использованием природного газа

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Природный газ	301	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Горелки с оптимальным режимом горения	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Традиционные установки	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕИР
				Традиционные установки	0.9	0.9	0.9	USEPA подающийся фильтрации

Таблица 8.2е. Коэффициенты выбросов при сжигании генераторного газа

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Газ из газового дегтя	311	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Чистое топливо, традиционная установка	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР (высокий уровень частиц из-за качества топлива)
Другое газообразное топливо	314	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР
Газ из коксовой печи	304	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция, коксовые печи	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Чистое топливо, традиционная установка	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР
Доменный газ	305	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция, коксовые печи	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Чистое топливо, традиционная установка	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР

Таблица 8.2f. Коэффициенты выбросов при сжигании тяжелого дизельного топлива

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Остаточный нефтяной продукт	203	Различные	Электростанция, CHP установка, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы с оптимизированной горелкой и мерами по снижению	3	3	2.5	СЕРМЕИР (примерно 10 мг/Нм-3 или ВАТ)
				Топливо с низким содержанием серы, эффективное сгорание	14	12	10	СЕРМЕИР (примерно 50 мг/Нм-3 )
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9	СЕРМЕИР (примерно 70 мг/Нм-3 )
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40	СЕРМЕИР (наиболее высокий из двух используемых входов. Примерно 200 мг/Нм-3)
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕИР (нижним из двух входов для используемого топлива с высоким содержанием серы (более высоким входом 240 г/ГДж для ОКВЧ). Очень высокая концентрация выброса (примерно 750 мг/Нм-3)
Нефтяной кокс	110	1.А.1.б	Установки по нефтепереработке	Традиционные, многоциклонные	100	60	35	СЕРМЕИР. Коэфф. битуминозного угля подходит больше.

Таблица 8.2g. Коэффициенты выброса при сжигании прочего жидкого топлива

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания	
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>		
Газ/дизельное топливо	205	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	2	2	2	СЕРМЕИР	
				Традиционная горелка	5	5	5		
Нафта	210	1.А.1.б	Нефтеперерабатывающие установки	Все модули	5	5	5	СЕРМЕИР	
Сжиженный нефтяной газ	303	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР	
				Традиционная горелка	5	5	5		
Нефтезаводской газ	308	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР	
				Традиционная горелка	5	5	5		
Другие виды топлива из нефти	224	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы, оптимизированная горелка	3	3	2,5	СЕРМЕИР	
				Топливо с низким содержанием серы, эффективное сжигание	14	12	10		СЕРМЕИР для нефтяного осадка. (Примерно 50 мг/Нм-3, предельная величина LCPD для существующей установки)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9		СЕРМЕИР. (примерно 70 мг/Нм-3)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40		СЕРМЕИР (используется самый высокий из аналогичных входов с ОКВЧ в 35, 40, 50 и 60. Примерно 200 мг/Нм-3)

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕИР, наиболее низкий из двух входов для высокого содержания серы. (Это очень высокая концентрация выброса, примерно 750 мг/Нм-3)



Таблица 8.2h. Коэффициенты выброса при сжигании биомассы

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Древесина	111	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современный модуль с FF, < 20 мг/Нм-3 ОКВЧ	7	7	6	ОКВЧ нормированы по эталонной ВАТ, применяемые фракции основаны на битуминозном угле
				Более ранние модули, < 100 мг/Нм-3 ОКВЧ	35	25	12	ОКВЧ нормированы по эталонной ВАТ, применяемые фракции основаны на битуминозном угле
				Традиционные установки без мер сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (многоциклонная установка, без мер сокращения выбросов)
				Традиционные, с минимальным сокращением	160	150	150	СЕРМЕИР для традиционных установок
Древесный уголь	112	1.А.2.с	Химикалии	Крупные, традиционные модули с многоциклонными установками для пылеулавливания	100	60	35	СЕРМЕИР, древесный уголь применяется очень редко
					400	100	35	СЕРМЕИР, древесный уголь применяется очень редко
Черный щелок	215	1.А.2.f	Текстиль и кожа (пульпа и бумага)	Традиционные установки	160	150	150	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса применимы лишь к нескольким, если применимы вообще, установкам)
Биогаз	309	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современные оптимизированные установки	3	3	2,5	(СЕРМЕИР, очищенное топливо)
				Традиционные горелки	5	5	5	СЕРМЕИР
				Современные, оптимизированные	20	15	10	СЕРМЕИР (газифицированная установка)

## Глава В111(S2)PMv2

*Коэффициенты выбросов, используемые по умолчанию при использовании упрощенных методов оценки (Уровень 1)*

Топливо	Технология	Коэфф. выброса, г/ГДж			Примечания <sup>(4)</sup>
		ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	
Каменный уголь, (предполагается 20 % золы) Бурый уголь, Другие типы твердого топлива	Угольная пыль, ESP	30	20	9	Основано на AP-42 — предполагает 20 % содержание золы и выброс твердых частиц из твердого минерального топлива, обычно аналогичных углю
	Угольная пыль, псевдооживленный слой, другие FF	7,4	7,4	3,7	
	Циклонная топка, ESP	6,1	4,2	2,3	
	Углеподача с многоциклонной установкой	330	230	27	
	Угольная пыль, ESP + влажный известняк для FGD	6	6	5	Из данных СЕРМЕIP (коэффициенты, используемые по умолчанию US EPA для установок влажной очистки, очень высокие)
Природный газ		0,9	0,9	0,9	Коэффициент AP-42 для выбросов твердых частиц при возможности применения фильтрации
Генераторные газы		5	5	5	Данные СЕРМЕIP, наихудший вариант для генераторных газов
Тяжелое дизельное топливо (1 % S)	Без ограничения выбросов	25	18	13	Предполагается 1 % серы, согласно определению в Директиве ЕС по содержанию серы в жидком топливе
	FGD	1,5	1,5	1,5	
Тяжелое дизельное топливо (3 % S)	Без ограничения выбросов	64	45	33	Предполагается 3 % содержание серы (максимально допустимое в странах ЕС)
	FGD	3,8	3,8	3,7	

<sup>(4)</sup> Источник: R. Stewart (2006); US EPA AP 42 (1996); СЕРМЕIP (2006).

Топливо	Технология	Коэфф. выброса, г/ГДж			Примечания (*)
		ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	
Другие типы жидкого топлива	LPG	2,0	2,0	2,0	
Биомасса	FF	51	38	33	AP-42 для отходов древесины
	ESP	28	21	18	

Таблица 8.2а. Коэффициенты выброса при сжигании каменного угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности <sup>(5)</sup>	Коэффициент выброса			Примечания <sup>(6)</sup>
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Каменный уголь								
Битуминозный уголь	101	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция	FGD, ESP или FF < 20 мг/Нм-3 (BAT)	6	6	5	СЕРМЕИР
				ESP (или FF) < 50 мг/Нм-3 (LCPD)	15	12	6	Нормировано по коэффициенту с ESP из СЕРМЕИР
				ESP < 100 мг/Нм-3 (LCPD)	30	25	12	Для полубитуминозного угля из СЕРМЕИР с 'высокоэффективным ESP', ОКВЧ нормированы по EU LCP Директива по существующим установкам до предельной величины в 100 МВт
				Ранние/традиционные ESP < 500 мг/Нм-3	140	70	17	СЕРМЕИР
				Крупные модули с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
				Крупные модули, без пылеподавления или циклонные	500	250	100	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
Полубитуминозный уголь	103	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FGD, ESP or FF < 20 мг/Нм-3 (BAT)	6	6	5	СЕРМЕИР
				ESP (or FF) < 50 мг/Нм-3 (LCPD)	15	12	6	Нормировано по коэффициенту с ESP из СЕРМЕИР

<sup>(5)</sup> КЛЮЧЕЫЕ ТЕРМИНЫ: FGD: десульфуризация отработавшего газа; ESP: электростатический пылесадитель; FF: тканевый фильтр; BAT: наилучшая из имеющихся технологий; LCPD: данные по крупным установкам для сжигания

<sup>(6)</sup> Источники: R. Stewart (2006); US EPA AP-42 (1996); СЕРМЕИР (2006).

				ESP < 100 мг/Нм-3 (LCPD)	30	25	12	Для полубитуминозного угля из СЕРМЕИР с 'высокоэффективным ESP', ОКВЧ нормированы по EU LCP Директива по существующим установкам до предельной величины в 100 МВтт
				Ранние/традиционные ESP < 500 мг/Нм-3	140	70	17	СЕРМЕИР
				Традиционные крупные установки с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
				Традиционные модули, без мер сокращения выбросов или с циклонным пылеулавливанием	500	250	100	(Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
Кокс	107							Кокс вряд ли будут использовать как первичное топливо, при совместном сжигании используйте коэффициент для первичного топлива.

Таблица 8.2b. Коэффициенты выброса при сжигании бурого угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Бурый уголь	105	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FGD, ESP or FF < 20 мг/Нм-3 (BAT)	9	8	6	СЕРМЕИР
				Высокоэффективное ESP (или FF)	40	30	14	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
				Традиционная крупная установка с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
				Более ранние ESP	160	80	20	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
				Более ранние установки без средств сокращения выбросов или с циклонным устройством	500	250	100	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
Торф	113	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	BAT/новая LCPD, современный метод FGD прямо на месте, ESP или FF. < 30 мг/Нм-3	9	8	6	СЕРМЕИР
				Эффективные меры сокращения выбросов из LCP для крупных объектов, < 50 мг/Нм-3	20	15	10	ОКВЧ нормированы по предельным выбросам из LCP в 50 мг/Нм-3
				Эффективные меры сокращения выбросов из LCP < 100 МВт, < 100 мг/Нм-3	40	30	20	ОКВЧ нормировано по предельным выбросам из LCP в 50 мг/Нм-3
				Традиционная технология	120	40	20	СЕРМЕИР
				Традиционная технология для небольших, с многоциклонными установками	300	40	20	СЕРМЕИР

Таблица 8.2с. Коэффициенты выброса при сжигании прочего твердого топлива

Топливо	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Муниципальные твердые отходы	114	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные меры сокращения выбросов (ВАТ)	15	13	10	СЕРМЕИР (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными/международными нормативами по более строгим ТУ)
Твердые отходы				Традиционные меры сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (оптимизированное горение, без мер сокращения), (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными/международными нормативами по более строгим ТУ)
Промышленные отходы	115	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные меры сокращения выбросов (ВАТ)	15	13	10	СЕРМЕИР, (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными/международными нормативами по более строгим ТУ)
				Традиционные меры сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (оптимизированное горение, без мер сокращения), (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными /международными нормативами по более строгим ТУ)

Таблица 8.2d. Коэффициенты выброса при сжигании природного газа

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Природный газ	301	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Горелка с оптимизированным режимом горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	0,9	0,9	0,9	USEPA AP-42 с возможность применения фильтров для твердых частиц (все частицы считаются как PM <sub>1</sub> )



Таблица 8.2е. Коэффициенты выброса при сжигании генераторных газов

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды NO	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Газ из газового дегтя	311	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Очищенное топливо, традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР (Прим.: высокий выброс частиц обусловлен качеством топлива)
Прочее газообразное топливо	314	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР
Газ из коксовой печи	304	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Очищенное топливо, традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР.
Доменный газ	305	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Очищенное топливо, традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР.

Таблица 8.2f. Коэффициенты выбросов при сжигании тяжелого дизельного топлива

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды NO	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Остаточный нефтяной продукт	203	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы, с оптимизированной горелкой или мерами по сокращению выбросов	3	3	2.5	СЕРМЕIP (эквивалентно примерно 10 мг/Нм-3 или BAT)
				Топливо с низким содержанием серы, эффективная система горения	14	12	10	СЕРМЕIP, примерно 50 мг/Нм-3 (EU LCPD предельное значение для существующей установки)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9	СЕРМЕIP (эквивалентно примерно 70 мг/Нм-3.
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40	СЕРМЕIP, наиболее высоко расположенный из двух входов, использующих примерно 200 мг/Нм-3
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕIP, самый нижний из входов при использовании топлива с высоким содержанием серы. (Прим.: столь высокая концентрация выброса в 750 мг/Нм-3 будет применима лишь для нескольких установок, если будет применима вообще)
Нефтяной кокс	110	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов	Традиционная установка с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕIP, Прим. этот коэффициент очень высокий по сравнению с Директивой ЕС LCP для ELV и BAT крупных установок. Больше подходят коэффициенты для битуминозного угля.

Таблица 8.2g. Коэффициенты выброса при сжигании прочего жидкого топлива

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды NO	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					OKBЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Газ/дизельное топливо	205	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	2	2	2	СЕРМЕIP
				Традиционная горелка	5	5	5	
Нафта	210	1.А.1.б	Нефтепереработка	Все модули	5	5	5	СЕРМЕIP
Сжиженный нефтяной газ	303	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕIP
				Традиционная горелка	5	5	5	
Нефтезаводской газ	308	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕIP
				Традиционная горелка	5	5	5	
Другие виды топлива из нефти	224	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы, оптимизированная горелка	3	3	2,5	СЕРМЕIP
				Топливо с низким содержанием серы, эффективная система сжигания	14	12	10	
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9	СЕРМЕIP (эквивалентно примерно 70 мг/Нм-3)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40	СЕРМЕIP (наиболее высоко расположенный из аналогичных входов с используемым TSP в 35, 40, 50 и 60. Примерно 200 мг/Нм-3)
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕIP, самый нижний из двух входов для используемого топлива с высоким содержанием серы. (ПРИМ.: это очень высокая концентрация выброса ~ 750 мг/Нм-3)

Таблица 8.2h. Коэффициенты выбросов при сжигании биомассы

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Древесина	111	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современная, модуль ВАР при < 20 мг/Нм-3 ОКВЧ	7	7	6	ОКВЧ нормированы по эталону ВАТ, применяемые фракции основаны на битуминозном угле
				Более ранние модули, < 100 мг/Нм-3 ОКВЧ	35	25	12	ОКВЧ нормированы по концентрации выброса, фракции основаны на битуминозном угле
				Традиционная, без мер по сокращению выбросов	100	70	55	СЕРМЕIP (эквивалентно без мер по сокращению выбросов с многоциклонным пылеулавливанием)
Древесный уголь	112	1.А.2.с	Химикалии	Традиционный крупный модуль с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕIP (Прим.: использование древесного угля в LCP представляется как очень редкое
Черный щелок	215	1.А.2.f	Текстиль и кожа (пульпа и бумага?)	Традиционная установка	160	150	150	СЕРМЕIP (Прим.: столь высокая концентрация выброса подойдет лишь к нескольким установкам, если подойдет вообще)
Биогаз	309	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современная оптимизированная крупная установка	3	3	2.5	СЕРМЕIP (очищенное топливо)
				Традиционная горелка	5	5	5	СЕРМЕIP
				Современная, оптимизированная	20	15	10	СЕРМЕIP (газификационная установка), представляется высоким для газообразного топлива
				Традиционная установка	160	150	150	СЕРМЕIP (Прим.: столь высокая концентрация выброса подойдет лишь к нескольким установкам, если подойдет вообще)

## Глава В111(S3)PMv3

*Коэффициенты выбросов, используемые по умолчанию при упрощенной методике оценки (Уровень 1)*

Топливо	Технология	Коэффициент выброса, г/ГДж <sup>-1</sup>			Примечание
		ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Каменный уголь		-	-	-	Не используется
Бурый уголь		-	-	-	Не используется
Прочее твердое топливо		-	-	-	Не используется
Природный газ	Газовая турбина	0,9	0,9	0,9	US EPA
	Зажигание от искры	18	18	18	US EPA двухтактный экономичный, четырехтактный экономичный при 0,04 г/ГДж
Генераторные газы	Газовая турбина	11	11	11	Основывается на US EPA для газа со свалки
Тяжелое дизельное топливо	Дизель	28	23	22	Коэффициент US EPA для дизельных двигателей
Прочее жидкое топливо	Газовая турбина	2,0	2,0	2,0	Коэффициент US EPA для твердых частиц, применимо к другим фракциям
	Дизель	28	23	22	US EPA
Биомасса	Газовая турбина	11	11	11	Газ со свалок
	Газовая турбина	5,7	5,7	5,7	Газ от анаэробного перегнивания

Таблица 8.2а. Коэффициенты выброса для процессов сжигания от газовых турбин

Топливо	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса г/ГДж <sup>-1</sup>			Примечания
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Природный газ					0,9	0,9	0,9	Sierra (234 испытания), предполагались все PM <sub>2,5</sub>
Газойл					3	3	3	Sierra (15 испытаний), предполагались все PM <sub>2,5</sub>

Таблица 8.2б. Коэффициенты выбросов для процесса сжигания при воспламенении от сжатия

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды НО	Описания вида деятельности	Подробности вида деятельности	Коэффициент выброса, г/ГДж <sup>-1</sup>			Ссылки/комментарии
					ОКВЧ	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	
Природный газ			Двухтопливный двигатель с гидромуфтой		11	11	11	LCP BREF, предполагаются все PM <sub>2,5</sub>
Тяжелое дизельное топливо			Дизельный двигатель		50	41	39	Использовался профиль LCP BREF, 'BAT' US EPA
			Дизельный двигатель		< 64	53	50	Использовался профиль LCP BREF, US EPA, подходит к более раннему оборудованию
Газойл			Дизельный двигатель	< 0,02 % серы	< 26	21	20	Профиль LCP BREF, US EPA
			Дизельный двигатель		< 17	14	14	Небольшие модули с дизельным фильтром от микрочастиц, профиль US EPA

