

ГЛАВА 2

СТАЦИОНАРНОЕ СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА

Авторы

Дарио Р. Гомес (Аргентина) и Джон Д. Уотерсон (СК)

Бранка Б. Американо (Бразилия), Чиа Ха (Канада), Грегг Марланд (США), Эммануэль Матсика (Замбия), Лемми Ненге Намаянга (Замбия), Балгис Осман-Элаша (Судан), Джон Д. Каленга Сака (Малави) и Карен Тринтон (МЭА)

Сотрудничающий автор

Роберта Куадрелли (МЭА)

Содержание

2	Стационарное сжигание топлива	
2.1	Общий обзор	2.6
2.2	Описание источников	2.6
2.3	Методологические вопросы	2.11
2.3.1	Выбор метода	2.11
2.3.1.1	Подход уровня 1	2.11
2.3.1.2	Подход уровня 2	2.12
2.3.1.3	Подход уровня 3	2.12
2.3.1.4	Схемы принятия решений	2.14
2.3.2	Выбор коэффициентов выбросов	2.14
2.3.2.1	Уровень 1	2.14
2.3.2.2	Конкретные для страны коэффициенты выбросов по уровню 2	2.25
2.3.2.3	Конкретные для технологии коэффициенты выбросов по уровню 3	2.25
2.3.3	Выбор данных о деятельности	2.25
2.3.3.1	Уровень 1 и уровень 2	2.30
2.3.3.2	Уровень 3	2.33
2.3.3.3	Предотвращение двойного учета в данных по деятельности для других секторов	2.33
2.3.3.4	Рассмотрение биомассы	2.35
2.3.4	Улавливание диоксида углерода	2.35
2.3.5	Полнота	2.39
2.3.6	Формирование согласованного временного ряда	2.40
2.4	Оценка неопределенностей	2.40
2.4.1	Неопределенности коэффициентов выбросов	2.40
2.4.2	Неопределенности в данных о деятельности	2.43
2.5	Обеспечение качества/контроль качества кадастра (ОК/КК)	2.44
2.5.1	Отчетность и документация	2.45
2.6	Рабочие формуляры	2.45
	Ссылки	2.49

Уравнения

Уравнение 2.1	Выбросы парниковых газов при стационарном сжигании топлива	2.11
Уравнение 2.2	Общее количество выбросов по виду парникового газа.....	2.12
Уравнение 2.3	Выбросы парниковых газов по технологиям.....	2.13
Уравнение 2.4	Оценки потребления топлива, основанные на проникновении технологий.....	2.13
Уравнение 2.5	Оценка выбросов, основанных на технологии	2.13
Уравнение 2.6	Эффективность улавливания CO ₂	2.37
Уравнение 2.7	Обработка уловленного CO ₂	2.39

Рисунки

Рисунок 2.1	Обобщенная схема принятия решений для оценки выбросов от стационарного сжигания топлива	2.16
Рисунок 2.2	Использование топлива на тепловых и электростанциях для получения электроэнергии и/или полезного тепла	2.31
Рисунок 2.3	Использование энергии на нефтеперегонном заводе для преобразования сырой нефти в нефтепродукты	2.32
Рисунок 2.4	Использование топлива в качестве источника энергии в производственных отраслях для преобразования сырья в продукцию.....	2.32
Рисунок 2.5	Системы улавливания CO ₂ из стационарных источников сжигания.....	2.36
Рисунок 2.6	Входящие и исходящие потоки углерода в системе улавливания CO ₂ , связанного с процессами стационарного сжигания топлива	2.37

Таблицы

Таблица 2.1	Детальная разбивка сектора по стационарному сжиганию	2.7
Таблица 2.2	Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в отраслях энергетики (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)	2.17
Таблица 2.3	Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в производственных отраслях и строительстве (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)	2.19
Таблица 2.4	Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в коммерческой/ институциональной категории (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания).....	2.21
Таблица 2.5	Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в категориях коммунального/ сельского/ лесного/ рыбного хозяйства и рыбоводства (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)	2.23
Таблица 2.6	Коэффициенты выбросов из утилитарных источников.....	2.26
Таблица 2.7	Коэффициенты выбросов из промышленных источников	2.27

Таблица 2.8	Коэффициенты выбросов из кальцинаторов, печей и сушильных установок	2.28
Таблица 2.9	Коэффициенты выбросов из источников жилищно-коммунального сектора	2.29
Таблица 2.10	Коэффициенты выбросов из источников коммерческого/институционального сектора.....	2.30
Таблица 2.11	Типичные показатели эффективности улавливания CO ₂ для систем до- и после сжигания.....	2.38
Таблица 2.12	Оценки неопределенности по умолчанию для коэффициентов выбросов при стационарном сжигании топлива.....	2.41
Таблица 2.13	Сводка по оценке неопределенности коэффициентов выбросов CO ₂ для источников стационарного сжигания топлива отдельных стран.....	2.42
Таблица 2.14	Сводка по оценке неопределенности коэффициентов выбросов CH ₄ и N ₂ O для источников стационарного сжигания топлива отдельных стран.....	2.43
Таблица 2.15	Уровень неопределенности, ассоциированной с данными о деятельности, связанной со стационарным сжиганием топлива	2.44
Таблица 2.16	Перечень категорий источников, связанных со стационарным сжиганием топлива....	2.46
Таблица 2.17	Процедуры ОК/КК для стационарных источников.....	2.47

Блок

Блок 2.1	Самостоятельные производители	2.11
----------	-------------------------------------	------

2 СТАЦИОНАРНОЕ СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА

2.1 ОБЩИЙ ОБЗОР

В данной главе описываются методы и данные, необходимые для оценки выбросов, связанных со стационарным сжиганием, и категории, к которым эти выбросы следует относить. Методы, проведенные для секторального подхода, базируются на трех уровнях:

- Уровень 1: данные о сжигании топлива из национальной энергетической статистики и коэффициент выброса по умолчанию;
- Уровень 2: данные о сжигании топлива из национальной энергетической статистики вместе с коэффициентом выбросов для конкретной страны, где возможно, выведенные из национальных топливных характеристик.
- Уровень 3: статистика по топливу и данные о технологиях сжигания, в сочетании с зависящими от технологии коэффициентами выброса; включая использование моделей и данных о выбросах на уровне конкретного производства, если это возможно.

В данной главе приведены коэффициенты выброса по умолчанию для уровня 1 для всех категорий источников и видов топлива. База данных по коэффициентам выбросов МГЭИК¹ может использоваться для получения информации о соответствующих национальных условиях, однако, ответственность за корректное использование информации из базы данных лежит полностью на составителе кадастра парниковых газов.

Данная глава охватывает элементы, ранее представленные в главе «Энергетика» *Руководящих указаний МГЭИК по эффективной практике 2000 г.* Структура *Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.* отличается как от *Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.*, так и от *Руководящих указаний МГЭИК по эффективной практике, 2000 г.* Изменения в информации о стационарном сжигании резюмируются ниже.

Содержание:

- Таблица, детализирующая, какие именно разделы охвачены данной главой, и какие коды источников выбросов МГЭИК подлежат включению.
- Некоторые из коэффициентов выбросов были пересмотрены, а также, включены некоторые новые коэффициенты. В таблицах, в которых перечислены коэффициенты выбросов, отмечены новые, а также коэффициенты, пересмотренные согласно *Руководящим принципам МГЭИК 1996 г.* и *Руководящим указаниям МГЭИК по эффективной практике 2000 г.*
- Коэффициенты по умолчанию приняты равными 1 до момента поступления более достоверной информации.
- Что касается секторального подхода уровня 1 коэффициент окисления включен вместе с коэффициентом выброса, что упрощает таблицу.
- Опираясь на *Руководящие указания МГЭИК по эффективной практике 2000 г.*, данная глава содержит расширенную информацию относительно оценки факторов неопределенности как для данных о деятельности, так и для коэффициентов выбросов.
- Некоторые определения изменились или были усовершенствованы.
- Были добавлены новые разделы об улавливании и хранении углекислого газа.

Структура:

- Методология оценки выбросов теперь подразделяется на меньшие секции для каждого подхода каждого уровня.
- Таблицы разработаны для представления коэффициентов выбросов одновременно для CO₂, CH₄, и N₂O, там, где это возможно.

2.2 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ

В рамках секторального подхода, выбросы от стационарного сжигания топлива устанавливаются по ряду видов социальной и экономической деятельности, определенных в пределах сектора МГЭИК 1А (Деятельность, связанная со сжиганием топлива) (см. таблицу 2.1). Различия проводятся между стационарным сжиганием в энергетических отраслях (1.А.1), производственных отраслях и промышленности (1.А.2) и прочими секторами (1.А.4). Хотя эти отдельные подсекторы и могут охватить практически все виды стационарного сжигания, добавлена еще одна категория (1.А.5) для любых выбросов, которые не могут быть отнесены к какой-либо из других подкатегорий. В таблице 2.1 также указаны категории мобильных источников в пределах 1.А.4 и 1.А.5, которые рассматриваются в главе 3 данного тома.

¹ Доступна по адресу <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/efdb/main.php>

ТАБЛИЦА 2.1				
ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА СЕКТОРА ПО СТАЦИОНАРНОМУ СЖИГАНИЮ²				
Код и наименование		Определение		
1 ЭНЕРГЕТИКА		Все выбросы ПГ, возникающие при сжигании, и летучие выбросы топлива. Выбросы от неэнергетического использования топлива в целом сюда не включаются, но учитываются в секторе «Промышленные процессы и использования продуктов».		
1 А Деятельность, связанная со сжиганием топлива		Выбросы в результате преднамеренного окисления материалов в оборудовании, предназначенном для производства тепла и производящем его в виде собственно тепла или механической работы для того или иного процесса или для использования за пределами такого оборудования.		
1 А 1	<i>Энергетические отрасли</i>		Охватывает выбросы от топлива, сжигаемого при добыче топлива или в энергопроизводящих отраслях.	
1 А 1	a	Основная деятельность, Производство электроэнергии и тепла	Сумма выбросов от основной деятельности при производстве электроэнергии и тепла, комбинированное производство тепла и электроэнергии и тепло, производимое тепловыми станциями. Основные организации по производству электроэнергии и тепла (прежнее название - коммунальные услуги) определяются как предприятия, чья основная деятельность состоит в снабжении населения коммунальными услугами. Могут находиться в частной или общественной собственности. Следует включить также выбросы от производства топлива для собственного потребления. Выбросы от самостоятельных производителей (предприятий, которые вырабатывают электрическую энергию/тепло полностью или частично для собственного пользования, в качестве вида деятельности, направленного на поддержку своей основной деятельности), следует относить к сектору, в котором указанная продукция была произведена, а не к категории 1 А 1 а. Самостоятельные производители могут находиться в частной или общественной собственности.	
1 А 1	a	i	<i>Производство электроэнергии</i>	Охватывает выбросы от всего топлива, используемого для производства электричества от производителей основной деятельности, кроме комбинированных предприятий по производству тепла и энергии.
1 А 1	a	ii	<i>Комбинированное производство электроэнергии и тепла (КПЭТ)</i>	Выбросы производителей основной деятельности при производстве как тепла, так и электроэнергии, для продажи населению, и являющихся едиными комбинированными производствами тепловой и электрической энергии.
		iii	<i>Тепловые станции</i>	Производители основной деятельности, производящие тепло для продажи по тепловым трассам.
1 А 1	b	Перегонка нефти		Вся деятельность по сжиганию при очистке нефти, в том числе сжигание на месте в целях выработки электроэнергии и тепла для собственных нужд. Не включает выбросы от испарений, происходящие на нефтепергонных предприятиях. Эти выбросы должны учитываться отдельно в 1 В 2 а.

² Методы для мобильных источников, попадающих в подкатегориях 1.А.4 и 1.А.5, рассматриваются в главе 3, а выбросы учитываются в категории «Стационарное сжигание топлива».

ТАБЛИЦА 2.1 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)				
ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА СЕКТОРА ПО СТАЦИОНАРНОМУ СЖИГАНИЮ ³				
Код и наименование			Определение	
1 A 1	c	Производство твердого топлива и другие отрасли энергетики		Выбросы от сжигания топлива при производстве вторичных и третичных продуктов из твердых видов топлива, включая производство угля. Следует включить также выбросы от производства топлива для собственного потребления. Также включает сжигание при производстве электричества и тепла для собственного использования в указанных отраслях.
1 A 1	c	i	<i>Производство твердого топлива</i>	Выбросы, возникающие от сжигания топлива при производстве кокса, брикетированного бурого угля и брикетированного топлива.
1 A 1	c	ii	<i>Другие энергетические отрасли</i>	Выбросы от сжигания, возникающие при использовании энергетическими отраслями собственной энергии, не попадающие в перечисленные выше категории, либо для которых нет индивидуальных данных. Включает выбросы от собственного энергопотребления для производства древесного угля, багассы, древесных опилок, хлопковых стеблей и карбонизации биотоплива, а также топливо, используемое для добычи угля, нефти и газа, для отбора природного газа, его обработки и обогащения. Эта категория также включает выбросы от предваряющих сжигание действий по улавливанию и хранению CO ₂ . Выбросы от сжигания в трубопроводном транспорте должны фиксироваться в 1 A 3 e.
1 A 2	<i>Производственные отрасли и строительство</i>			Выбросы от сжигания в отраслях промышленности. Также включает сжигание при производстве электричества и тепла для собственного использования в указанных отраслях. Выбросы от сжигания топлива в коксовых печах в сталелитейной и металлургической промышленности должны учитываться в 1 A 1, а не в категории производственных отраслей. Выбросы отраслей производства должны быть определены подкатегориями, соответствующими Международной классификации промышленных стандартов всех видов экономической деятельности (ISIC). Энергия, используемая в отрасли для транспортных нужд должна учитываться не здесь, а в категории «Транспорт» (1 A 3). Выбросы, возникающие от использования в отрасли внедорожного транспорта и прочих транспортных средств должны по возможности обозначаться как отдельная подкатегория. Для каждой страны, выбросы категорий отраслей, сжигающих большие объемы топлива по ISIC должны учитываться так же, как и прочие значимые производители выбросов или поглощений. Рекомендуемый список категорий приводится ниже.
1 A 2	a	Чугун и сталь		Группа ISIC 271 и Класс 2731.
1 A 2	b	Цветные металлы		Группа ISIC 272 и Класс 2732.
1 A 2	c	Химикаты		Группа ISIC 24
1 A 2	d	Целлюлоза, бумага и печать		Группы ISIC 21 и 22
1 A 2	e	Пищепром, напитки и табак		Группы ISIC 15 и 16
1 A 2	f	Неметаллические минералы		Включает такие продукты, как стекло, керамика, цемент и т.д. Группа ISIC 26
1 A 2	g	Транспортное оборудование		Группы ISIC 34 и 35
1 A 2	h	Машины и механизмы		Включает произведенную металлическую продукцию, машины, механизмы и прочее, иное чем транспортное, оборудование; ISIC Группы 28, 29, 30, 31 и 32.

³ Методы для мобильных источников, попадающих в подкатегориях 1.A.4 и 1.A.5, рассматриваются в главе 3, а выбросы учитываются в категории «Стационарное сжигание топлива».

ТАБЛИЦА 2.1 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)				
ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА СЕКТОРА ПО СТАЦИОНАРНОМУ СЖИГАНИЮ⁴				
Код и наименование			Определение	
1 A 2	i	Горнодобывающая (кроме топлива) промышленность	Группы ISIC 13 и 14	
1 A 2	j	Лес и лесоматериалы	Группа ISIC 20	
1 A 2	k	Строительство	Группа ISIC 45	
1 A 2	l	Текстиль и кожа	Группы ISIC 17, 18 и 19	
1 A 2	m	Не указанные отрасли	Любые отрасли промышленности/строительства, не включенные в вышеперечисленные категории или для которых отсутствуют индивидуальные данные. Включает группы ISIC 25, 33, 36 и 37.	
1 A 4	<i>Другие секторы</i>		Выбросы от сжигания, как описано ниже, включая сжигание при производстве электричества и тепла для собственного использования в указанных отраслях.	
1 A 4	a	Коммерческий/ Институциональный сектор	Выбросы от сжигания топлива в коммерческих и учрежденческих зданиях; вся деятельность, включенная в Группы ISIC 41, 51, 52, 55, 63-67, 70-75, 80, 85, 90-93 и 99.	
1 A 4	b	Жилой сектор	Все выбросы от сжигания топлива в жилом секторе.	
1 A 4	c	Сельское/ Лесное/ Рыбное хозяйство/ Рыбоводство	Выбросы от сжигания топлива в сельском хозяйстве, лесном хозяйстве, рыбном хозяйстве и рыбоводстве, например, на рыбных фермах. Деятельность, включенная в Группы ISIC 01, 02 и 05. Сельскохозяйственный автотранспорт исключается.	
1 A 4	c	i	<i>Стационарные источники</i>	Выбросы от сжигания топлива в насосах, при сушке зерна, садоводческие парниковые газы и прочие сельские виды деятельности, сжигание в лесном хозяйстве или стационарное сжигание в рыбной промышленности.
1 A 4	c	ii	<i>Внедорожные транспортные средства и другие машины</i>	Выбросы от сжигания топлива в тяговом транспорте в сельском и лесном хозяйстве.
1 A 4	c	iii	<i>Рыболовство (мобильное сжигание)</i>	Выбросы от сжигания топлива при внутренней, прибрежной и глубоководной рыбной ловле. Рыбная ловля охватывает суда под всеми флагами, пополняющие бункер в данной стране (включая международную рыбную ловлю).

⁴ Методы для мобильных источников, попадающих в подкатегориях 1.A.4 и 1.A.5, рассматриваются в главе 3, а выбросы учитываются в категории «Стационарное сжигание топлива».

ТАБЛИЦА 2.1 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)				
ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА СЕКТОРА ПО СТАЦИОНАРНОМУ СЖИГАНИЮ⁵				
Код и наименование			Определение	
1 А 5	<i>Не определенные категории</i>		Все оставшиеся виды выбросов при сжигании топлива, не определенные более нигде. Включает выбросы от топлива, поставляемого для вооруженных сил данной страны и других стран, не участвующих в многосторонних операциях.	
1 А 5	a	Стационарные источники	Все оставшиеся виды выбросов при сжигании топлива в стационарных источниках, не определенные более нигде.	
1 А 5	b	Мобильные источники	Выбросы транспортных средств и прочих механизмов, включая морской и воздушный транспорт (не включенный в категорию 1 А 4 с ii или куда-либо еще).	
1 А 5	b	i	<i>Мобильные (компонент авиации)</i>	Все оставшиеся виды выбросов при сжигании топлива в авиации, не определенные более нигде. Включает выбросы от топлива, поставляемого для вооруженных сил данной страны, а также топливо, поставляемое в пределах данной страны, но используемое в военных целях других стран, не участвующих в многосторонних операциях.
1 А 5	b	ii	<i>Мобильные (компонент водного транспорта)</i>	Все оставшиеся виды выбросов от сжигания топлива при водных перевозках, не определенные более нигде. Включает выбросы от топлива, поставляемого для вооруженных сил данной страны, а также топливо, поставляемое в пределах данной страны, но используемое в военных целях других стран, не участвующих в многосторонних операциях.
1 А 5	b	iii	<i>Мобильные (прочее)</i>	Все оставшиеся виды выбросов мобильных источников, не включенные ни в какие иные категории.
Многосторонние операции (Информационный элемент)			Выбросы от топлива, используемого в многосторонних операциях в соответствии с Уставом Организации Объединенных Наций. Включая выбросы от топлива, поставляемого для вооруженных сил данной страны и других стран.	

Категория «Производственные отрасли и строительство» подразделена с помощью Международной классификации промышленных стандартов⁶, которая широко используется в энергетической статистике. Следует отметить, что данная таблица добавляет ряд индустриальных секторов в категорию «Производственные отрасли и строительство» для лучшего соответствия определениям ISIC и общепринятой практике в энергетической статистике.

Выбросы от самостоятельных производителей (государственных или частных предприятий, вырабатывающих электрическую энергию/тепло полностью или частично для собственного пользования, в качестве вида деятельности, направленного на поддержку своей основной деятельности (см. Блок 2.1)), следует относить к сектору, в котором указанная продукция была произведена, а не к категории 1 А 1 а.

⁵ Методы для мобильных источников, попадающих в подкатегориях 1.А.4 и 1.А.5, рассматриваются в главе 3, а выбросы учитываются в категории «Стационарное сжигание топлива».

⁶ International Standard Industrial Classification of all Economic Activities, United Nations, New York. Публикацию можно найти по адресу <http://unstats.un.org/unsd/cr/>.

Блок 2.1 САМОСТОЯТЕЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ

Самостоятельные производители электричества и/или тепла – это те предприятия, которые производят электричество и/или тепло для собственного использования для поддержания своей основной деятельности или на продажу, но для которых это не является основной деятельностью. Их следует противопоставлять тем производителям, для которых производство и продажа электричества и/или тепла является основным видом деятельности. Производители основной деятельности, ранее обозначаемые как «государственные» поставщики электричества и тепла, тем не менее, как и самостоятельные производители, могут находиться как в государственной, так и в частной собственности. Следует заметить, что право собственности не влияет на распределение выбросов.

Руководящие принципы МГЭИК 2006 г. следуют за *Руководящими принципами МГЭИК 1999 г.* при отнесении выбросов в результате самостоятельного производства к промышленным или коммерческим областям, в которых осуществляется указанная деятельность, а не к категории 1 A 1 a, которая предусмотрена только для производителей основной деятельности.

Учитывая сложность производственных процессов и перекрестные связи, не всегда существует четкое разделение между самостоятельными производителями и производителями основной деятельности. Наиболее важным вопросом является полный и непротиворечивый учет всех предприятий по соответствующим категориям.

2.3 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

В данном разделе объясняется, как выбрать подход, и обобщаются необходимые данные о деятельности и коэффициенты выбросов, которые понадобятся составителю кадастра. Раздел подразделяется на два уровня, как в томе 1 «Общие руководящие указания». Разделы уровня 1 определяют шаги, необходимые для простейших методов подсчета или методов, требующих минимума данных, которые предпочтительны для минимально точных оценок выбросов. Подходы уровней 2 и 3 требуют более подробных данных и ресурсов (времени, экспертных оценок и данных по стране) для оценки выбросов. При правильном применении, более высокие уровни являются более точными.

2.3.1 Выбор метода

Как правило, выбросы каждого парникового газа, связанные со стационарными источниками, рассчитываются посредством умножения данных о сжигании топлива на соответствующий коэффициент выброса. В рамках секторального подхода «Потребление топлива» оценивается по статистике использования энергии и измеряется в тераджоулях. Данные по сжиганию топлива в единицах массы или объема в первую очередь должны быть преобразованы в содержание энергии этих видов топлива. Все описанные ниже уровни используют количество сожженного топлива в качестве данных о деятельности. Раздел 1.4.1.2 главы «Введение» содержит информацию о том, как получить и применить данные статистики энергетики. Различные уровни могут использоваться для различных видов топлива и газов, с соблюдением требований анализа для *ключевой категории* и исключением возможности двойного учета (см. также параграф «Общая схема принятия решений» в разделе 1.3.1.2).

2.3.1.1 ПОДХОД УРОВНЯ 1

Применение оценок выбросов уровня 1 требует наличия нижеследующих условий для каждой категории источника и топлива:

- Данные о количестве топлива, сожженного в категории источников
- Коэффициент выбросов по умолчанию

Коэффициенты выбросов берутся из значений по умолчанию, получаемых наряду со связанным диапазоном неопределенности в разделе 2.3.2.1. Используется следующее уравнение:

$$\text{Выбросы}_{\text{ПГ, топливо}} = \text{Потребл. топлива}_{\text{топливо}} \cdot \text{Коэфф. выбросов}_{\text{ПГ, топливо}}$$

Где:

Выбросы_{ПГ, топливо} = выбросы данного ПГ по типу топлива (кг ПГ)

Потребление топлива_{топливо} = количество сожженного топлива (ТДж)

Коэффициент выбросов_{ПГ, топливо} = коэффициент выбросов данного ПГ по типу топлива (кг газ/ТДж). Для CO₂ он включает коэффициент окисления углерода, принятый равным 1.

Для расчета общего количества выбросов по газам из категории источников выбросы, рассчитанные по уравнению 2.1, суммируются по всем видам топлива:

УРАВНЕНИЕ 2.2
ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО ВЫБРОСОВ ПО ВИДУ ПАРНИКОВОГО ГАЗА

$$Выбросы_{ПГ} = \sum_{топливо} Выбросы_{ПГ, топливо}$$

2.3.1.2 ПОДХОД УРОВНЯ 2

Применение подхода уровня 2 требует наличия:

- Данных о количестве топлива, сожженного в категории источников;
- Конкретного для страны коэффициента выбросов для категории источников и топлива по каждому газу.

В рамках уровня 2 коэффициенты выбросов уровня 1 по умолчанию из уравнения 2.1 заменяются на конкретные для страны коэффициенты выбросов. Коэффициенты выбросов для конкретной страны могут быть рассчитаны принимая во внимание конкретные для страны данные, например, содержание углерода в используемом топливе, качество топлива и (особенно для иных чем CO₂ газов) состояние технологического развития. Коэффициенты выбросов могут варьироваться в ходе времени и, для твердых видов топлива, должны учитывать количество удержанного в золе углерода, которое также может меняться со временем. *Эффективная практика* заключается в сравнении конкретных для страны коэффициентов выбросов с таковыми по умолчанию, указанными в таблицах 2.2 – 2.5. Если такие конкретные для страны коэффициенты выбросов выходят за пределы 95-процентных доверительных интервалов, принятых для значений по умолчанию, то необходимо найти и дать объяснение того, почему величина существенно отличается от значения по умолчанию.

Конкретный для страны коэффициент выбросов может быть идентичен взятому по умолчанию, или отличаться от него. Так как конкретное для страны значение должно быть в большей степени применимо к условиям страны, ожидается, что диапазон неопределенности, связанный с такими значениями, будет меньше чем диапазон неопределенности коэффициента выбросов по умолчанию. Такое предположение должно означать, что оценка уровня 2 дает оценку выбросов с более низкой неопределенностью, чем оценка уровня 1.

Выбросы также могут быть оценены как продукт потребления топлива на основе массы или объема, а коэффициент выбросов выражен на совместимой основе. Например, использование данных о деятельности, выраженных в единицах массы, является соответствующим при альтернативном использовании подхода уровня 2, описанного в главе 5 тома 5, для оценки выбросов, возникающих при сжигании отходов в целях получения энергии.

2.3.1.3 ПОДХОД УРОВНЯ 3

Подходы оценки выбросов уровня 1 и уровня 2, описанные в предыдущих разделах, нуждаются в использовании среднего коэффициента выбросов для категории источников и комбинации топлива по всей категории источников. В действительности выбросы зависят от:

- используемого типа топлива,
- технологии сжигания,
- эксплуатационных условий,
- технологии контроля,
- качества техобслуживания,
- возраста оборудования, используемого для сжигания топлива.

В рамках подхода уровня 3 это учитывается посредством разбивки статистики потребления топлива по различным возможностям и использования коэффициентов выбросов, зависящих от таких различий. В уравнении 2.3 это обозначено тем, что переменные и параметры указаны в зависимости от технологии. Здесь технологии означают любое устройство, процесс сгорания или свойство топлива, которые могут влиять на выбросы.

$$\text{УРАВНЕНИЕ 2.3}$$

$$\text{ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ}$$

$$Emissions_{GHG, fuel, technology} = FuelConsumption_{fuel, technology} \bullet Emission Factor_{GHG, fuel, technology}$$

Где:

Выбросы_{ПГ газ, топливо, технологиям} = выбросы данного ПГ по типу топлива и технологии (кг ПГ)

Потребление топлива_{топливо, технология} (ТДж) = количество⁷ сожженного топлива на вид технологии

Коэффициент выбросов_{ПГ газ, топливо, технология} = коэффициент выбросов данного ПГ по типу топлива и технологии (кг ПГ/ТДж)

В случаях, когда количество топлива, сожженное по определенной технологии, неизвестно, оно может быть оценено с помощью моделей. Например, простая модель для этого основана на проникновении технологии в категорию источников.

$$\text{УРАВНЕНИЕ 2.4}$$

$$\text{ОЦЕНКИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВА, ОСНОВАННЫЕ НА ПРОНИКНОВЕНИИ ТЕХНОЛОГИЙ}$$

$$Потреб. топлива_{топливо, технология} = Потреб. топлива_{топливо} \bullet Проникновение_{технология}$$

Где:

Проникновение_{технология} = доля всей категории источников, занятая данной технологией. Такая доля может быть определена на основе выходных данных, таких как произведенное электричество, которые обеспечивали бы соответствующую поправку для различий в использовании между технологиями.

Чтобы рассчитать выбросы газа для категории источников, результат уравнения 2.3 должен быть просуммирован по всем технологиям, примененным в данной категории.

$$\text{УРАВНЕНИЕ 2.5}$$

$$\text{ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ, ОСНОВАННЫХ НА ТЕХНОЛОГИИ}$$

$$Выбросы_{ПГ, топливо} = \sum_{технологии} Потр. топлива_{топливо, технология} \bullet Коэфф. выбросов_{ПГ, топливо, технология}$$

Совокупные выбросы снова подсчитываются суммированием по всем видам топлива (уравнение 2.2).

Применение подхода оценки выбросов уровня 3 требует наличия:

- Данных о количестве топлива, сожженного в категории источников для каждой соответствующей технологии (используемый тип топлива, технология сжигания, эксплуатационные условия, технология контроля, а также техобслуживание и возраст оборудования).
- Специальный коэффициент выбросов для каждой технологии (используемый тип топлива, технология сжигания, эксплуатационные условия, технология контроля, а также техобслуживание и возраст оборудования).
- Измерения на уровне предприятий также могут быть использованы в случае их наличия.

В использовании подхода уровня 3 для оценки выбросов CO₂ часто нет необходимости, так как выбросы CO₂ не зависят от технологии сжигания. Однако, конкретные для предприятий данные по выбросам CO₂ все более и более доступны и имеют возрастающий интерес благодаря возможностям в области торговли

⁷ Потребление топлива также может быть выражено на основе массы или объема, выбросы могут быть оценены как продукт потребления топлива, а коэффициент выбросов выражен на совместимой основе.

выбросами. Такие данные могут основываться на измерениях потоков топлива и топливной химии, или на измерениях потоков дымовых газов и данных химического анализа этих газов. Непрерывный мониторинг выбросов (НМВ) дымовых газов, как правило, не является оправданным для точного измерения только выбросов CO_2 (из-за сравнительно высокой стоимости), но мог бы быть оправдан в случае если мониторы контроля установлены для измерения других загрязняющих веществ, таких как SO_2 или NO_x . Непрерывный мониторинг выбросов также особенно полезен при сжигании твердого топлива, где труднее измерить показатели расхода топлива, или если топливо отличается большим многообразием, либо если иной способ анализ топлива слишком дорог. Строгий, непрерывный мониторинг требуется для обеспечения всестороннего учета выбросов. Особая осторожность необходима в тех случаях, когда используется непрерывный мониторинг выбросов некоторых предприятий, но для всей категории отчетности данные такого мониторинга отсутствуют.

Непрерывный мониторинг выбросов требует внимания к обеспечению качества и контролю качества. Сюда входит сертификация системы мониторинга, повторная сертификация после каких-либо изменений в ней, и обеспечение непрерывной работы⁸. Для измерений CO_2 данные из систем НМВ могут сравниваться с оценками выбросов, основанными на потоках топлива.

Если подробный мониторинг показывает, что концентрация парникового газа на выходе из процесса сгорания равна или меньше концентрации этого же газа в окружающем воздухе на входе в процесс, то выбросы можно отразить в отчете как нулевые. Учет этих выбросов как “негативных” потребовал бы непрерывного высококачественного мониторинга как забора воздуха, так и выбросов в атмосферу.

2.3.1.4 СХЕМЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

Уровень, использованный для оценок выбросов, зависит от количества и качества имеющихся данных. Если категория является ключевой, *эффективная практика* заключается в оценке выбросов с помощью подхода уровня 2 или 3. Приведенная ниже схема принятия решений (рисунок 2.1) поможет при выборе уровня для оценки выбросов от источников стационарного сжигания.

Надлежащее применение представленной схемы принятия решений требует от составителя кадастра предварительного проведения тщательного обзора имеющихся национальных данных о деятельности и данных о национальных или региональных коэффициентах выбросов с разбивкой по соответствующим категориям источников. Этот обзор должен быть выполнен перед тем, как составлен первый кадастр, результаты этого обзора должны пересматриваться регулярно. *Эффективная практика* заключается в улучшении качества данных в том случае, если начальные расчеты по подходу уровня 1 выявили *ключевой источник*, или если оценка показывает высокий уровень неопределенности. Схема принятия решений и выявление *ключевой категории источника* должны применяться в отношении выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O по отдельности.

2.3.2 Выбор коэффициентов выбросов

В данном разделе приводятся коэффициенты выбросов по умолчанию для CO_2 , CH_4 и N_2O и рассматривается получение коэффициентов выбросов для высших уровней. Коэффициенты выбросов CO_2 для всех уровней отражают полное содержание углерода в топливе меньше содержания любых неокисленных включений углерода в золе, в саже или твердых частицах. Поскольку доля этих включений, как правило, невелика, коэффициенты выбросов по умолчанию для уровня 1, полученные в первой главе этого тома игнорируют этот эффект, предполагая полное окисление углерода, содержащегося в топливе (коэффициент окисления углерода равен 1). Для некоторых твердых видов топлива, эти включения не обязательно ничтожны, поэтому могут быть применены более высокие уровни оценки. В случаях, когда это имеет место, *эффективная практика* заключается в использовании значений по конкретной стране, основанных на измерениях или других документированных данных. База данных по коэффициентам выбросов (БДКВ) предоставляет широкий спектр хорошо документированных коэффициентов выбросов и других параметров, которые могут оказаться более подходящими к национальным условиям, чем значения по умолчанию, однако, ответственность за правильное применение материалов базы данных остается за составителем кадастра.

2.3.2.1 УРОВЕНЬ 1

В данном разделе представлен набор коэффициентов выбросов по умолчанию для использования при оценке выбросов с использованием уровня 1 для каждого вида топлива, используемого в стационарных источниках, для ключевых категорий. В некоторых категориях источников используются одинаковые виды топлива. Соответственно, они имеют одинаковый коэффициент выбросов CO_2 . Порядок получения

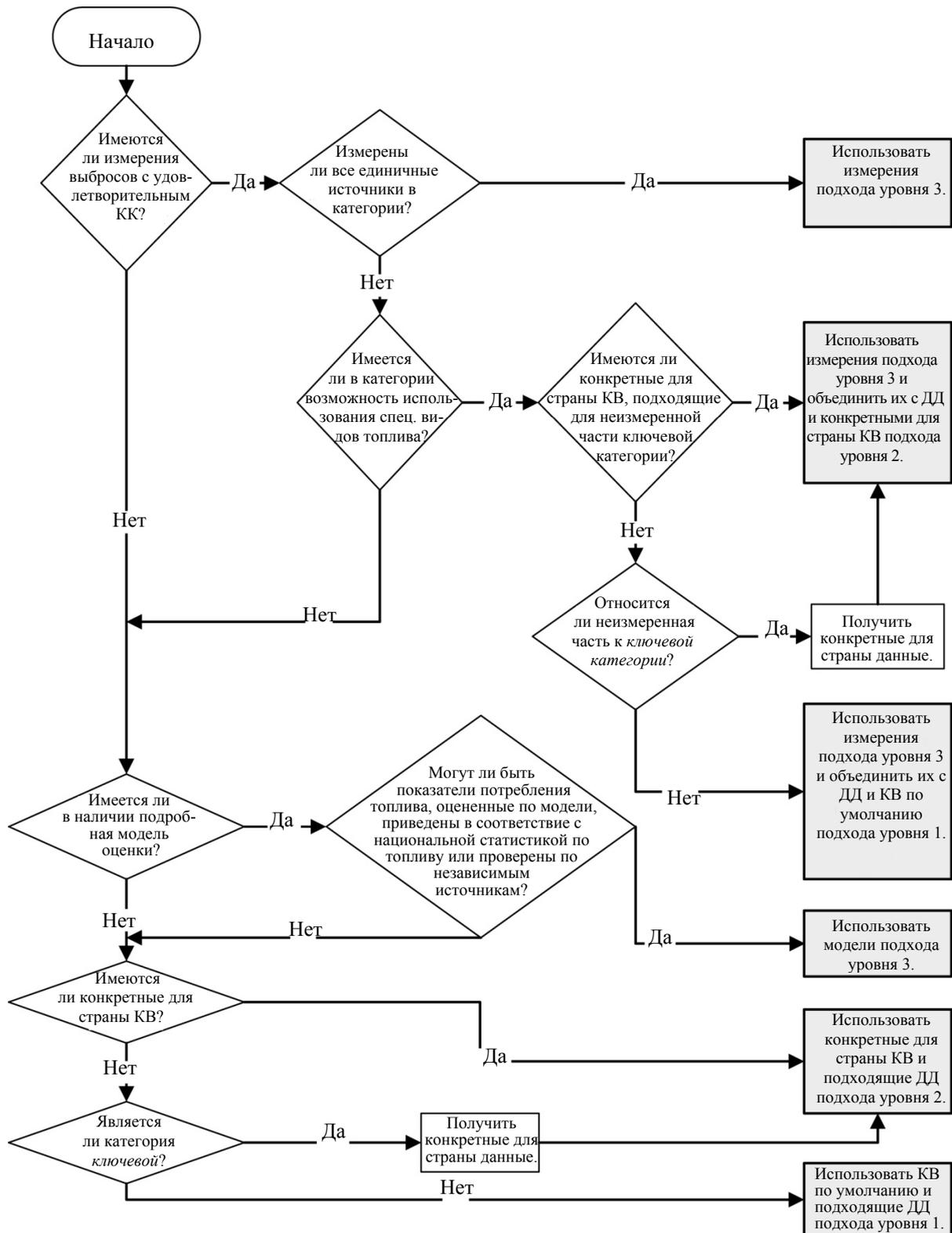
⁸ См. для примера: U.S. EPA (2005a).

коэффициентов выбросов CO_2 описан в главе «Введение» данного тома. Коэффициенты выбросов для CO_2 приводятся в кг $\text{CO}_2/\text{ТДж}$ на основе чистых тепловых значений и отражают содержание углерода в топливе при предположительном коэффициенте окисления равном 1.

Коэффициенты выбросов для CH_4 и N_2O для различных категорий источников отличаются из-за различий в технологиях сжигания различных категорий источников. Коэффициент по умолчанию для уровня 1 используется для технологий без контроля выбросов. Коэффициенты выбросов по умолчанию, особенно приведенные в таблицах 2.2 и 2.3 используют предположение об эффективном сжигании при высокой температуре. Они применимы для неизменных и оптимальных условий и не принимают во внимание влияние запусков, отключений или сжигания при частичной загрузке.

Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания, приведены в таблицах с 2.2 по 2.5. Коэффициенты выбросов CO_2 аналогичны приведенным в таблице 1.4 главы «Введение». Коэффициенты выбросов для CH_4 и N_2O основаны на Руководящих принципах МГЭИК 1996 г. Коэффициенты выбросов были установлены с использованием экспертной оценки обширной группы экспертов по кадастру и признаются верными. Так как в наличии имеется немного измерений данных типов коэффициентов выбросов, области неопределенности установлены для плюс-минус одного коэффициента из трех. В таблицах с 2.2 по 2.5 не приведено коэффициентов выбросов по умолчанию для выбросов CH_4 и N_2O , связанных со сжиганием топлива внедорожными транспортными средствами, относящимися к категории 1А. Эти коэффициенты выбросов приведены в разделе 3.3 этого тома.

Рисунок 2.1 Обобщенная схема принятия решений для оценки выбросов от стационарного сжигания топлива



Примечание: См. главу 4 (Методологический выбор и ключевые категории) тома 1 (с учетом раздела 4.1.2 об ограниченных ресурсах), в которой рассматриваются *ключевые категории* и использовании схем принятия решений.

ТАБЛИЦА 2.2
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УМОЛЧАНИЮ ДЛЯ СТАЦИОНАРНОГО СЖИГАНИЯ В ОТРАСЛЯХ ЭНЕРГЕТИКИ
(кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)

Топливо	СО ₂			СН ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	
Сырая нефть	73 300	71 000	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Оримумсья	r 77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сжиженный природный газ	r 64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Бензин	Авто-бензин	r 69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Авиа-бензин	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Бензин для реактивн. двигателей	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Керосин для реакт. двигателей	r 71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Др. в. керосина	71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Газойль/Диз. топливо	74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Топочный мазут	77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сжиженный нефтяной газ	63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Этан	61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Нафта	73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Битум	80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Смаз. материалы	73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Нефтяной кокс	r 97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сырье нефте-переработки	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Прочие нефтепродукты	Нефтезаводской газ	n 57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Твёрдые парафины	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Уайт-спирит и СОТК	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Др. нефте-продукты	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Антрацит	98 300	94 600	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Кокс. уголь	94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Др. виды битуминозного угля	94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Полубитуминозный уголь	96 100	92 800	100 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Лигнит	101 000	90 900	115 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Брикетированный бурый уголь	97 500	87 300	109 000	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Патентованное топливо	97 500	87 300	109 000	1	0,3	3	n 1,5	0,5	5	
Кокс	Печной и лигнитовый кокс	r 107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
	Газовый кокс	r 107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

ТАБЛИЦА 2.2 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УМОЛЧАНИЮ ДЛЯ СТАЦИОНАРНОГО СЖИГАНИЯ В ОТРАСЛЯХ ЭНЕРГЕТИКИ
(кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)

Топливо	СО ₂			СН ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	
Угольный деготь	n 80 700	68 200	95 300	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Производные газы	Заводской газ	n 44 400	37 300	54 100	n 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Коксов. газ	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Доменный газ	n 260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Газ кислор. плавильных печей	n 182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Природный газ	56 100	54 300	58 300	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Бытовые отходы (небиологические фракции)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15	
Промышленные отходы	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15	
Нефтяные отходы	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15	
Торф	106 000	100 000	108 000	n 1	0,3	3	n 1,5	0,5	5	
Твердое биотопливо	Древесина /древесн. отходы	n 112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Щелок (Черный щелок)	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Др. виды первичной твердой биомассы	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Древесн. уголь	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Жидкое биотопливо	Биобензин	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Био-диз-топливо	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Другие виды жидкого биотоплива	n 79 600	67 100	93 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Биогаз	Газ из орг. отходов	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Канализационный газ	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Другие биогазы	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Др. виды ископаемого топлива	Бытовые отходы (фракция биомассы)	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

(a) Включает полученный из биомассы СО₂, выделенный из установки сжигания черного щелока и полученный из биомассы СО₂, выделенный из печи для обжига извести.
n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в *Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.*
r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода *Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.*

ТАБЛИЦА 2.3										
Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в <u>ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОТРАСЛЯХ</u> и <u>СТРОИТЕЛЬСТВЕ</u> (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)										
Топливо	СО ₂			СН ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верх. предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	
Сырая нефть	73 300	71 000	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Оримумльсия	r 77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сжиженный природный газ	r 64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Бензин	Авто-бензин	r 69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Авиа-бензин	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Бензин для реактивн. двигателей	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Керосин для реакт. двигателей	r 71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Др. в. керосина	71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Газойль/Диз. топливо	74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Топочный мазут	77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сжиженный нефтяной газ	63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Этан	61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Нафта	73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Битум	80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Смаз. материалы	73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Нефтяной кокс	r 97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Сырье нефте-переработки	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Прочие нефтепродукты	Нефтезаводской газ	n 57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Твёрдые парафины	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Уайт-спирит и СОТК	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Др. нефте-продукты	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Антрацит	98 300	94 600	101 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Кокс. уголь	94 600	87 300	101 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Др. виды битуминозного угля	94 600	89 500	99 700	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Полубитуминозный уголь	96 100	92 800	100 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Лигнит	101 000	90 900	115 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Брикетированный бурый уголь	n 97 500	87 300	109000	n 1	3	30	r 1,5	0,5	5	
Патентованное топливо	97 500	87 300	109000	10	3	30	n 1,5	0,5	5	
Кокс	Печной и лигнитовый кокс	r 107 000	95 700	119 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
	Газовый кокс	r 107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

ТАБЛИЦА 2.3 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)										
Коэффициенты выбросов по умолчанию для стационарного сжигания в <u>ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОТРАСЛЯХ</u> и <u>СТРОИТЕЛЬСТВЕ</u> (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)										
Топливо	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхн. предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	
Угольный деготь	n 80 700	68 200	95 300	n 10	3	30	n 1,5	0,5	5	
Производные газы	Заводской газ	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Коксов. газ	n 44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Доменный газ	n 260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Газ кислор. плавильных печей	n 182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Природный газ	56 100	54 300	58 300	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Бытовые отходы (небиологические фракции)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15	
Промышленные отходы	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15	
Нефтяные отходы	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15	
Торф	106 000	100 000	108 000	n 2	0,6	6	n 1,5	0,5	5	
Твердое биотопливо	Древесина /древесн. отходы	n 112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Щелок (Черный щелок)	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Др. виды первичной твердой биомассы	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Древесн. уголь	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Жидкое биотопливо	Биобензин	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Био-диз-топливо	n 70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Другие виды жидкого биотоплива	n 79 600	67 100	93 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Биогаз	Газ из орг. отходов	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Канализационный газ	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Другие биогазы	n 54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Др. виды ископаемого топлива	Бытовые отходы (фракция биомассы)	n 100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

(a) Включает полученный из биомассы CO₂, выделенный из установки сжигания черного щелока и полученный из биомассы CO₂, выделенный из печи для обжига извести.

n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в *Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.*

r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода *Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.*

ТАБЛИЦА 2.4										
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УМОЛЧАНИЮ ДЛЯ СТАЦИОНАРНОГО СЖИГАНИЯ В КОММЕРЧЕСКОЙ/ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ КАТЕГОРИИ (кг парникового газа на ТДж на основе нижней теплоты сгорания)										
Топливо	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижн. предел	Верхний предел	
Сырая нефть	73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2	
Оримумльсия	r 77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сжиженный природный газ	r 64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Бензин	Авто-бензин	r 69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Авиа-бензин	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Бензин для реактивн. двигателей	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Керосин для реакт. двигателей	r 71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Др. в. керосина	71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Газойль/Диз. топливо	74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Топочный мазут	77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сжиженный нефтяной газ	63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Этан	61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Нафта	73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2	2	
Битум	80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2	2	
Смаз. материалы	73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Нефтяной кокс	r 97 500	82 900	115 000	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сырье нефте-переработки	73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2	2	
Прочие нефтепродукты	Нефтезаводской газ	n 57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Твёрдые парафины	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Уайт-спирит и СОТК	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Др. нефте-продукты	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Антрацит	r 98 300	94 600	101 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Кокс. уголь	94 600	87 300	101 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Др. виды битуминозного угля	94 600	89 500	99 700	10	3	30	1,5	0,5	5	
Полубитуминозный уголь	96 100	92 800	100 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Лигнит	101 000	90 900	115 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Брикетированный бурый уголь	n 97 500	87 300	109 000	n 10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Патентованное топливо	97 500	87 300	109 000	10	3	30	n 1,5	0,5	5	
Кокс	Печной и лигнитовый кокс	n 107 000	95 700	119 000	10	3	30	1,5	0,5	4
	Газовый кокс	n 107 000	95 700	119 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

ТАБЛИЦА 2.4 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)										
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УМОЛЧАНИЮ ДЛЯ СТАЦИОНАРНОГО СЖИГАНИЯ В КОММЕРЧЕСКОЙ/ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ КАТЕГОРИИ (кг парникового газа на ТДж на основе низкой теплоты сгорания)										
Топливо	СО ₂			СН ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижн. предел	Верхний предел	
Угольный деготь	n 80 700	68 200	95 300	n 10	30	30	n 1,5	0,5	5	
Производные газы	Заводской газ	n 44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Коксов. газ	n 44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Доменный газ	n 260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Газ кислор. плавильных печей	n 182 000	145 000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Природный газ	56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Бытовые отходы (небиологические фракции)	n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15	
Промышленные отходы	n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15	
Нефтяные отходы	n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15	
Торф	106 000	100 000	108 000	n 1	3	30	n 1,4	0,5	5	
Твердое биотопливо	Древесина /древесн. отходы	n 112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Щелок (Черный щелок)	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Др. виды первичной твердой биомассы	n 100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Древесн. уголь	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Жидкое биотопливо	Биобензин	n 70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Био-диз-топливо	n 70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Другие виды жидкого биотоплива	n 79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Биогаз	Газ из орг. отходов	n 54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Канализационный газ	n 54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Другие биогазы	n 54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Др. виды ископаемого топлива	Бытовые отходы (фракция биомассы)	n 100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

(a) Включает полученный из биомассы СО₂, выделенный из установки сжигания черного щелока и полученный из биомассы СО₂, выделенный из печи для обжига извести.

n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в *Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.*

r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода *Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.*

ТАБЛИЦА 2.5										
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УМОЛЧАНИЮ ДЛЯ СТАЦИОНАРНОГО СЖИГАНИЯ В КАТЕГОРИЯХ										
КОММУНАЛЬНОГО/ СЕЛЬСКОГО/ ЛЕСНОГО/ РЫБНОГО ХОЗЯЙСТВА И РЫБОВОДСТВА										
(кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)										
Топливо	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	
Сырая нефть	73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2	
Оримульсия	r 77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сжиженный природный газ	r 64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Бензин	Авто-бензин	r 69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Авиа-бензин	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Бензин для реактивн. двигателей	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Керосин для реакт. двигателей	r 71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Др. в. керосина	71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Газойль/Диз. топливо	74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Топочный мазут	77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сжиженный нефтяной газ	63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Этан	61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Нафта	73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2	2	
Битум	80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2	2	
Смаз. материалы	73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Нефтяной кокс	r 97 500	82 900	115 000	10	3	30	0,6	0,2	2	
Сырье нефте-переработки	73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2	2	
Прочие нефтепродукты	Нефтезаводской газ	n 57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Твёрдые парафины	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Уайт-спирит и СОТК	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	3
	Др. нефте-продукты	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Антрацит	98 300	94 600	101 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Кокс. уголь	94 600	87 300	101 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Др. виды битуминозного угля	94 600	89 500	99 700	300	100	900	1,5	0,5	5	
Полубитуминозный уголь	96 100	92 800	100 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Лигнит	101 000	90 900	115 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Брикетированный бурый уголь	n 97 500	87 300	109 000	n 300	100	900	1,5	0,5	5	
Патентованное топливо	97 500	87 300	109 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Кокс	Печной и лигнитовый кокс	r 107 000	95 700	119 000	300	100	900	n 1,5	0,5	5
	Газовый кокс	r 107 000	95 700	119 000	r 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

ТАБЛИЦА 2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)										
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УМОЛЧАНИЮ ДЛЯ СТАЦИОНАРНОГО СЖИГАНИЯ В КАТЕГОРИЯХ КОММУНАЛЬНОГО/ СЕЛЬСКОГО/ ЛЕСНОГО/ РЫБНОГО ХОЗЯЙСТВА И РЫБОВОДСТВА										
(кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)										
Топливо	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	Коэфф. выбросов по умолч.	Нижний предел	Верхний предел	
Угольный деготь	n 80 700	68 200	95 300	n 300	100	900	r 1,5	0,5	5	
Производные газы	Заводской газ	n 44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Коксов. газ	n 44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Доменный газ	n 260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Газ кислор. плавильных печей	n 82 000	145 000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Природный газ	56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Бытовые отходы (небиологические фракции)	n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15	
Промышленные отходы	n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15	
Нефтяные отходы	n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15	
Торф	106 000	100 000	108 000	n 300	100	900	n 1,4	0,5	5	
Твердое биотопливо	Древесина /древесн. отходы	n 112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Щелок (Черный щелок)	n 95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Др. виды первичной твердой биомассы	n 100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Древесн. уголь	n 112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Жидкое биотопливо	Биобензин	n 70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Био-диз-топливо	n 70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Другие виды жидкого биотоплива	n 79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Биогаз	Газ из орг. отходов	n 54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Канализационный газ	n 54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Другие биогазы	n 54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Др. виды ископаемого топлива	Бытовые отходы (фракция биомассы)	n 100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

^(a) Включает полученный из биомассы CO₂, выделенный из установки сжигания черного щелока и полученный из биомассы CO₂, выделенный из печи для обжига известки.

n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в *Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.*

r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода *Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.*

2.3.2.2 КОНКРЕТНЫЕ ДЛЯ СТРАНЫ КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УРОВНЮ 2

Эффективная практика заключается в использовании наиболее разукрупненных коэффициентов выбросов по конкретной стране и конкретной технологии из имеющихся, особенно тех, которые получены посредством прямых измерений в различных источниках стационарного сжигания. При использовании подхода уровня 2 существует два возможных типа коэффициентов выбросов:

- Национальные коэффициенты выбросов: Могут быть разработаны в рамках национальных программ, уже измеряющих выбросы косвенных парниковых газов, таких как NO_x, CO и ЛНОС для контроля качества воздуха;
- Региональные коэффициенты выбросов:

В главе 2 тома 1 содержится общее руководство по получению и обработке информации о разных источниках, специальное руководство по получению новых данных (раздел 2.2.3) и специальное руководство о коэффициентах выбросов (раздел 2.2.4). Если для получения коэффициентов выбросов используются измерения, *эффективная практика* заключается в тестировании разумного количества источников, представляющих среднее состояние по стране, включая виды и смеси топлива, тип и размер устройств сжигания, условия сжигания, нагрузку, вид технологий контроля и уровень техобслуживания.

2.3.2.3 КОНКРЕТНЫЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ПО УРОВНЮ 3

Для уровня 3, по самой природе выбросов иных, чем CO₂ парниковых газов, требуются зависящие от технологии коэффициенты выбросов. В таблицах с 2.6 по 2.10 даются, в ознакомительных целях, репрезентативные коэффициенты выбросов для CH₄ и N₂O по используемым технологиям и видам топлива. Эксперты национального уровня, работающие над детальным и полным кадастром, могут использовать эти коэффициенты как отправные точки или для сравнения. Показаны неконтролируемые коэффициенты выбросов для каждой рассматриваемой технологии. Следовательно, данные коэффициенты выбросов не включают уровень контролирующей технологии, которая могла бы использоваться в некоторых странах. Например, для использования в странах, где стратегии контроля оказывают значительное влияние на характер выбросов, следует корректировать как индивидуальные коэффициенты, так и окончательные оценки.

2.3.3 Выбор данных о деятельности

Для стационарного сжигания, данными о деятельности для всех уровней являются количества и виды сожженного топлива. Большинство потребителей топлива (предприятия, малые предприниматели или домовладения) обычно платят за твердое, жидкое и газообразное топливо, которое они потребляют. Однако массы или объемы потребляемого топлива могут быть измерены. Количественные значения углекислого газа, как правило, могут быть вычислены из данных о сжигании топлива и содержании углерода в этих вида топлива, с учетом включений неокисленного углерода.

Количества иных чем CO₂ парниковых газов, формирующихся в процессе сжигания зависят от используемой технологии сжигания, а следовательно, для тщательной оценки выбросов иных, чем CO₂ парниковых газов, требуется подробная статистика по технологии сжигания топлива.

Количества и виды сожженного топлива получают из одного, либо из комбинаций источников, список которых приводится ниже:

- национальные агентства по энергетической статистике (национальные агентства по энергетической статистике могут собирать данные о количестве и видах сжигаемого топлива от частных предприятий, потребляющих это топливо).
- отчеты, представленные предприятиями в национальные агентства по энергетической статистике (как правило, составляются операторами или владельцами крупных предприятий, сжигающих топливо).
- отчеты предприятий, предоставленные в органы государственного регулирования (например, отчеты, составленные в целях демонстрации соблюдения предприятиями нормативных актов).
- представители предприятий, ответственные за сжигающее оборудование.
- периодические обследования, проводимые статистическими учреждениями, на предмет уточнения количества и видов сжигаемого на предприятиях топлива.
- поставщики топлива (которые могут регистрировать количество топлива, доставленного своим клиентам, а также данные их идентификации с использованием кода экономической деятельности).

ТАБЛИЦА 2.6			
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ИЗ УТИЛИТАРНЫХ ИСТОЧНИКОВ			
		Коэффициенты выбросов¹ (кг/ТДж подводимой энергии)	
Основная технология	Конфигурация	CH₄	N₂O
Жидкие виды топлива			
Котлы на мазуте/сланцевом масле	Нормальное сжигание	r 0,8	0,3
	Тангенциальное сжигание	r 0,8	0,3
Котлы на газойле/ дизельном топливе	Нормальное сжигание	0,9	0,4
	Тангенциальное сжигание	0,9	0,4
Большие дизельные двигатели >600л.с. (447кВт)		4	NA
Твердые виды топлива			
Котлы, сжигающие распыленный битум	Сухое дно, пристенное сжигание	0,7	r 0,5
	Сухое дно, тангенциальное сжигание	0,7	r 1,4
	Мокрое дно	0,9	r 1,4
Котлы с механической загрузкой и распределением битума	С повторной загрузкой и без	1	r 0,7
Топка с битумным псевдоожиженным слоем	Циркулирующий слой	1	r 61
	Кипящий слой	1	r 61
Битумная циклонная печь		0,2	1,6
Лигнитовая топка с псевдоожиженным слоем при атмосферном давлении		NA	r 71
Природный газ			
Котлы		r 1	n 1
Газовые турбины > 3 МВт		r 4	n 1
Большие двухтопливные двигатели		r 258	NA
Установки комбинир. цикла		n 1	n 3
Торф			
Топка с псевдоожиженным слоем торфа ²	Циркулирующий слой	n 3	7
	Кипящий слой	n 3	3
Биомасса			
Котлы на древесине/древесных отходах ³		n 11	n 7
Утилизационные котлы на древесине		n 1	n 1
<p>Источник: US EPA, 2005b если не указано иное. Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС на 5 процентов ниже ВТС для угля и нефтепродуктов, и на 10 процентов ниже для природного газа. Данные процентные поправки являются допущениями ОЭСР/МЭА по переводу величин из ВТС в НТС.</p> <p>¹ Источник: Tsunagi <i>et al</i>, 2006.</p> <p>² Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС для сухой древесины на 20 процентов ниже ВТС (Лаборатория лесоматериалов, 2004 г.).</p> <p>NA = данные отсутствуют</p> <p>n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в <i>Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.</i></p> <p>r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода <i>Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.</i></p>			

ТАБЛИЦА 2.7			
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ			
		Коэффициенты выбросов¹ (кг/ТДж подводимой энергии)	
Основная технология	Конфигурация	CH₄	N₂O
Жидкие виды топлива			
Котлы на топочном мазуте		3	0,3
Котлы на газойле/ дизельном топливе		0,2	0,4
Большие стационарные дизельные двигатели >600л.с. (447кВт)		r 4	NA
Котлы на сжиженном нефтяном газе		n 0,9	n 4
Твердые виды топлива			
Другие битумные/полубит. котлы с механической загрузкой сверху		1	r 0,7
Другие битумные/полубит. котлы с механической загрузкой снизу		14	r 0,7
Другие битумные/полубитумные котлы на распыленном топливе	Сухое дно, пристенное сжигание	0,7	r 0,5
	Сухое дно, тангенциальное сжигание	0,7	r 1,4
	Мокрое дно	0,9	r 1,4
Другие битумные котлы с мех. загрузкой и распределением		1	r 0,7
Другие битумные/полубит. топки с псевдооживленным слоем	Циркулирующий слой	1	r 61
	Кипящий слой	1	r 61
Природный газ			
Котлы		r 1	n 1
Газовые турбины ² > 3 МВт		4	1
Поршневые двигатели на природном газе ³	2-тактные, обедненная смесь	r 693	NA
	4-тактные, обедненная смесь	r 597	NA
	4-тактные, обогащенная смесь	r 110	NA
Биомасса			
Котлы на древесине/древесных отходах ⁴		n 11	n 7
<p>¹ Источник: US EPA, 2005b если не указано иное. Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС на 5 процентов ниже ВТС для угля и нефтепродуктов, и на 10 процентов ниже для природного газа. Данные процентные поправки являются допущениями ОЭСР/МЭА по переводу величин из ВТС в НТС.</p> <p>² Коэффициент был получен по установкам, работающим только на высоких нагрузках (80%).</p> <p>³ Большинство работающих на газе поршневых двигателей используется в газовой промышленности, в компрессорных установках трубопроводов и хранилищ, и на газоперерабатывающих заводах.</p> <p>⁴ Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС для сухой древесины на 20 процентов ниже ВТС (Лаборатория лесоматериалов, 2004 г.).</p> <p>NA = данные отсутствуют</p> <p>n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в <i>Руководящих указаниях МГЭИК 1996 г.</i></p> <p>r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода <i>Руководящих указаний МГЭИК 1996 г.</i></p>			

ТАБЛИЦА 2.8
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ИЗ КАЛЬЦИНАТОРОВ, ПЕЧЕЙ И СУШИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Отрасль	Источник	Коэффициенты выбросов ¹ (кг/ГДж подводимой энергии)	
		CH ₄	N ₂ O
Цемент, известь	Кальцинаторы – Природный газ	1,1	NA
Цемент, известь	Кальцинаторы - Нефть	1,0	NA
Цемент, известь	Кальцинаторы - Уголь	1,0	NA
Коксование, сталь	Коксовая печь	1,0	NA
Химические процессы, Дерево, Асфальт, Медь, Фосфаты	Сушильная уст-ка – Природный газ	1,1	NA
Химические процессы, Дерево, Асфальт, Медь, Фосфаты	Сушильная установка – Нефть	1,0	NA
Химические процессы, Дерево, Асфальт, Медь, Фосфаты	Сушильная установка – Уголь	1,0	NA

¹ Источник: Radian, 1990. Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС на 5 процентов ниже ВТС для угля и нефтепродуктов, и на 10 процентов ниже для природного газа. Данные процентные поправки являются допущениями ОЭСР/МЭА по переводу величин из ВТС в НТС.
NA = данные отсутствуют

Существует несколько принципов эффективной практики, которым должны следовать составители кадастра при сборе и использовании данных о потреблении топлива. *Эффективная практика* заключается в использовании, где это возможно, количественных показателей сожженного топлива, а не топлива, доставленного потребителю.⁹ Органы, занимающиеся сбором данных о выбросах предприятий согласно нормативным актам об отчетности, могут запросить данные о сжигании топлива на этом основании. Подробную информацию об общих принципах получения или пересмотра данных о деятельности см. в главе 2 (Подходы к сбору данных) тома 1.

По причине зависимости выбросов иных чем CO₂ газов от технологии, для получения точных оценок выбросов требуется подробная статистика по технологии сжигания. *Эффективная практика* заключается в сборе данных в единицах использованного топлива и их разукрупнении, насколько это возможно, для того, чтобы обособить используемое топливо по основным типам используемых технологий. Разукрупнение может проводиться с помощью восходящего обследования сжигаемого топлива и технологии сжигания или с помощью нисходящих перерасчетов, основанных на экспертной оценке и статистической выборке. Систематическим сбором и обработкой данных занимаются специальные статистические органы или подразделения министерств. Приветствуется использование представителей этих организаций в процессе составления кадастра для облегчения работы с соответствующими данными о деятельности. В некоторых категориях источников (например, сжигание в области сельского хозяйства) могут возникнуть затруднения при отделении топлива, используемого в стационарном оборудовании, от топлива, используемого в мобильной технике. Учитывая различные коэффициенты выбросов для иных, чем CO₂ газов по этим двум источникам, *эффективная практика* заключается в получении доли энергии каждого из этих источников с использованием косвенных данных (например, число насосов, средний расход, потребности для перекачки воды и т.д.). Также может оказаться востребованной экспертная оценка и имеющаяся информация по другим странам.

Эффективная практика при работе с данными о самостоятельных производителях электричества заключается в отнесении выбросов к категориям (подкатегориям) тех источников, где производилось электричество и определении их отдельно от таких процессов, как производство тепла. Во многих странах существует и регулярно обновляется статистика, связанная с самостоятельными производителями, так что получение данных о деятельности не должно представлять собой серьезную проблему при оценке выбросов иных чем CO₂ газов.

В случае если действуют нормативы конфиденциальности, воспользоваться данными зачастую можно при прямом общении с соответствующей организацией. В иных случаях достаточно обобщения данных о сжигании топлива или выбросов с данными от других компаний. Для подробной информации о работе с закрытыми данными и соблюдении конфиденциальности см. главу 2 (Подходы к сбору данных) Тома 1.

⁹ Количество твердых и жидких видов топлива доставленного на предприятие будет, в целом, отличаться от количества сожженного топлива. Эта разница, как правило, равна разнице между количеством топлива, загруженным на склад и количеством топлива, выгруженного со склада. Складские данные, показанные в национальных топливных балансах могут не включать в себя склады конечных потребителей или могут включать только склады, принадлежащие некоторым категориям источников (например, производители электричества). Данные о поставках также могут включать количество топлива, использованного мобильными источниками или в качества сырья.

ТАБЛИЦА 2.9
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ИЗ ИСТОЧНИКОВ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО СЕКТОРА

Основная технология	Конфигурация	Коэффициенты выбросов ¹ (кг/ГДж подводимой энергии)	
		CH ₄	N ₂ O
Жидкие виды топлива			
Топочные камеры на мазуте			
Топочные камеры на газойле/дизтопливе			
Печи			
Печи на сжиженном нефтяном газе			
Прочие керосиновые плиты ²	Фитильные		
Плиты на сжиженном нефтяном газе ²	Стандарт		
Твердые виды топлива			
Обогреватели на антраците			
Другие плиты на битуминозном угле	Кирпич или металл		
Природный газ			
Котлы и печи			
Биомасса			
Дровяные ямы ⁴			
Дровяные плиты ^{5,6}	Обычные		
	Не каталитические		
	Каталитические		
Дровяные плиты ⁷			
Дровяные камины ⁶			
Угольные плиты ⁸			
Плиты на других видах первичной твердой биомассы (сельскохозяйственные отходы) ⁹			
Плиты на других видах первичной твердой биомассы (навоз) ¹⁰			

¹ Источник: US EPA, 2005b если не указано иное. Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС на 5 процентов ниже ВТС для угля и нефтепродуктов, и на 10 процентов ниже для природного газа. Данные процентные поправки являются допущениями ОЭСР/МЭА по переводу величин из ВТС в НТС.

² Источники: Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Результаты экспериментальных исследований домашних плит в Китае (CH₄), Индии и на Филиппинах (CH₄ и N₂O).

³ Источник: Zhang *et al.*, 2000. Результаты экспериментальных исследований домашних плит в Китае.

⁴ Источник: Адаптировано из Radian, 1990; *Пересмотренные Руководящие принципы МГЭИК 1990 г.*

⁵ Плиты в США. Обычные плиты не оборудованы технологиями и конструктивными особенностями снижения выбросов, и в большинстве случаев были изготовлены до 1 июля 1986 г.

⁶ Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС для сухой древесины на 20 процентов ниже ВТС (Лаборатория лесоматериалов, 2004 г.).

⁷ Источники: Bhattacharya *et al.*, 2002; Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Результаты экспериментальных исследований, проведенных над рядом традиционных и усовершенствованных плит, полученные из: Камбоджи, Китая, Индии, Лаоса, Малайзии, Непала, Филиппин и Тайланда. Измерения N₂O проводились только на плитах из Индии и Филиппин. Указанные значения представляют предельные коэффициенты выбросов, которые учитывают сжигание, на ранних стадиях, древесного угля, полученного на поздних стадиях сгорания.

⁸ Источники: Bhattacharya *et al.*, 2002; Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Результаты экспериментальных исследований, проведенных над рядом традиционных и усовершенствованных плит, полученные из: Камбоджи, Индии, Лаоса, Малайзии, Непала, Филиппин и Тайланда. Измерения N₂O проводились только на плитах из Индии и Филиппин.

⁹ Источники: Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Результаты экспериментальных исследований домашних плит в Китае (CH₄), Индии и на Филиппинах (CH₄ и N₂O).

¹⁰ Источник: Smith *et al.*, 2000. Результаты экспериментальных исследований домашних плит в Индии.

NA = данные отсутствуют

n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в *Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.*

r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода *Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.*

Таблица 2.10			
КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ИЗ ИСТОЧНИКОВ КОММЕРЧЕСКОГО/ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОГО СЕКТОРА			
Основная технология	Конфигурация	Коэффициенты выбросов¹ (кг/ГДж подводимой энергии)	
		CH₄	N₂O
Жидкие виды топлива			
Котлы на топочном мазуте			
Котлы на газойле/ дизельном топливе			
Котлы на сжиженном нефтяном газе			
Твердые виды топлива			
Другие битумные/полубит. котлы с механической загрузкой сверху			
Другие битумные/полубит. котлы с механической загрузкой снизу			
Другие битумные/полубит. установки с ручной загрузкой			
Другие битумные/полубитумные котлы на распыленном топливе	Сухое дно, пристенное сжигание		
	Сухое дно, тангенциальное сжигание		
	Мокрое дно		
Другие битумные котлы с мех. загрузкой и распределением			
Другие битумные/полубитумные топки с псевдооживленным слоем	Циркулирующий слой		
	Кипящий слой		
Природный газ			
Котлы			
Газовые турбины > 3 МВт			
Биомасса			
Котлы на древесине/древесных отходах ²			
<p>¹ Источник: US EPA, 2005b Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС на 5 процентов ниже ВТС для угля и нефтепродуктов, и на 10 процентов ниже для природного газа. Данные процентные поправки являются допущениями ОЭСР/МЭА по переводу величин из ВТС в НТС.</p> <p>² Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС для сухой древесины на 20 процентов ниже ВТС (Лаборатория лесоматериалов, 2004 г.).</p> <p>n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в <i>Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.</i></p> <p>u указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода <i>Руководящих принципов МГЭИК 1996 г.</i></p>			

2.3.3.1 УРОВЕНЬ 1 И УРОВЕНЬ 2

Данные о деятельности, использованные при подходе уровня 1 для сжигания в секторе энергетики, получаются из энергетической статистики, составляемой национальными энергетическими агентствами. Сравнительная статистика публикуется Международным энергетическим агентством (МЭА) на основании национальных данных. Если у составителей кадастра нет прямого доступа к национальным данным, можно составить запрос и послать его в МЭА по адресу stats@iea.org для получения бесплатных данных по конкретной стране.

Первичные данные о сжигании обычно собираются в единицах массы или объема. Так как содержание углерода в топливе как правило коррелирует с запасом энергии, который, в свою очередь, примерно известен для всех видов топлива, рекомендуется преобразовывать данные о сжигании топлива в энергетические единицы. Значения по умолчанию для преобразования данных о сжигании в стандартные энергетические единицы приводятся в разделе 1.4.1.2.

Информация по энергетической статистике и методологии балансов содержится в «Руководстве по энергетической статистике», опубликованном МЭА, которое можно бесплатно скачать по адресу www.iea.org. Основные аспекты, касающиеся наиболее важных категорий источников, приведены ниже.

ОТРАСЛИ ЭНЕРГЕТИКИ

В энергетике ископаемые виды топлива являются как сырьем для процессов сжигания, так и источником энергии для этих процессов. Энергетика включает в себя три вида деятельности:

- 1 Производство первичного топлива (например, добыча угля и отбор газа);
- 2 Преобразование во вторичное или третичное топливо (например, сырой нефти в нефтепродукты на нефтеперегонных заводах, угля в кокс и коксовый газ в коксовых печах);
- 3 Преобразование в неископаемые энергоносители (например, ископаемого топлива в электричество и/или тепло).

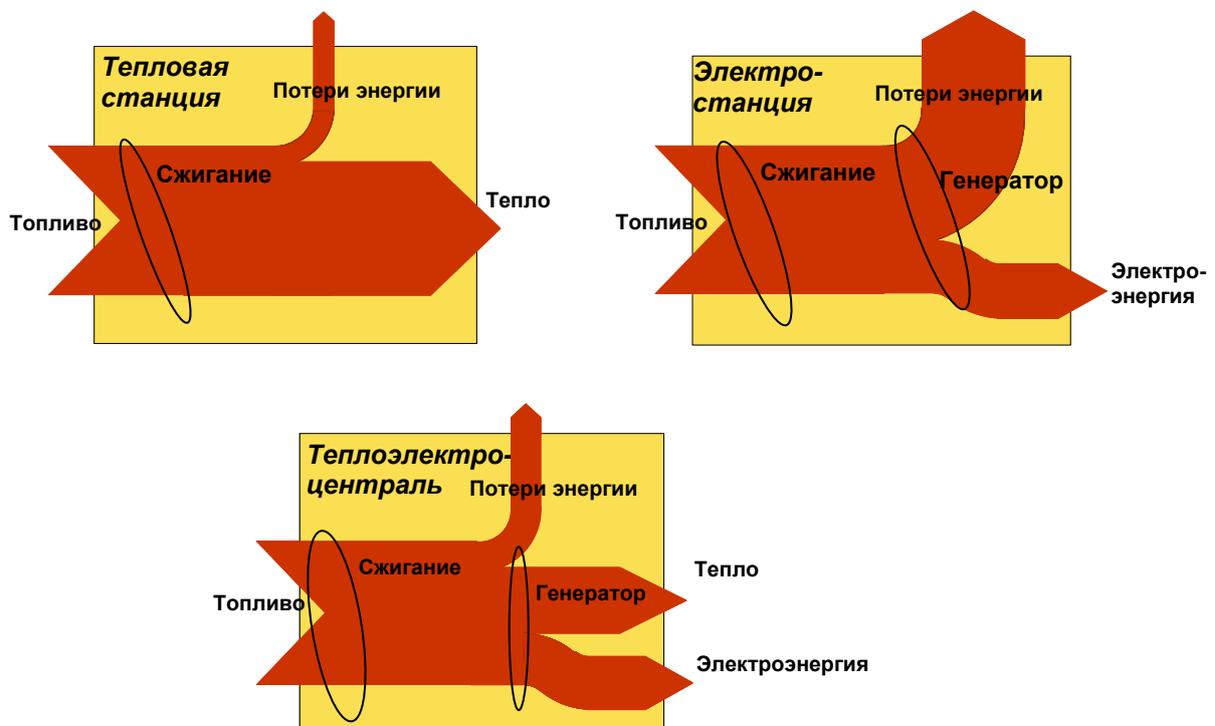
Выбросы от сжигания при производстве и преобразовании учитываются по категории энергетических отраслей. Выбросы при производстве вторичных видов топлива учитываются в тех разделах, где они произошли. При сборе данных о деятельности, необходимо проводить различия между сожженным и преобразованным во вторичное или третичное топливо в энергетике.

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ТЕПЛА КАК ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

При *производстве электричества и тепла* в качестве основной деятельности (ранее называвшемся общественное производство электричества и тепла) химическая энергия топлива преобразуется либо в электричество (это называется *производство электричества*) или тепла (это называется *производство тепла*), либо и того и другого (это называется *комбинированное производство электричества и тепла*); см. таблицу 2.1.

На рисунке 2.2 показаны потоки энергии. На электростанциях обычного типа общие потери энергии в окружающую среду могут достигать 70 процентов химической энергии топлива, в зависимости от топлива и технологии. На современных электростанциях обычного типа потери снижаются примерно до половины химической энергии топлива. На комбинированных производствах электричества и тепла большая часть энергии топлива доставляется конечному потребителю, в виде электричества или тепла (для использования в промышленных процессах или для обогрева жилых помещений, либо для прочих схожих целей). Шириной стрелок приблизительно показывает относительную величину соответствующих энергетических потоков.

Рисунок 2.2 Использование топлива на тепловых и электростанциях для получения электроэнергии и/или полезного тепла.



ПЕРЕГОНКА НЕФТИ

При перегонке нефти сырая нефть преобразуется в широкий спектр продуктов (рисунок 2.3). Для осуществления этой трансформации часть запаса энергии продуктов, полученных из сырой нефти, используется при перегонке (см. таблицу 2.1). Это затрудняет выведение данных о деятельности из энергетической статистики.

Рисунок 2.3 Использование энергии на нефтеперегонном заводе для преобразования сырой нефти в нефтепродукты.



В принципе, все нефтепродукты могут сжигаться как топливо, обеспечивающее производство тепла и пара, необходимого для процессов нефтеперегонки. Нефтепродукты включают в себя широкий спектр, от *тяжелых* продуктов (таких как смола, битум, тяжелое дизельное топливо) и *среднедистиллятных* продуктов (таких как легкое дизельное топливо, нефтя, дизельное топливо) до *легких* продуктов (таких как автомобильный бензин, сжиженный нефтяной газ и нефтезаводской газ).

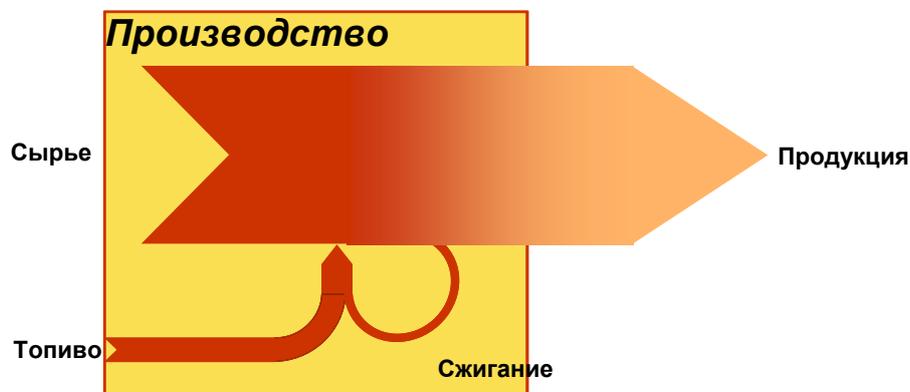
Во многих случаях, уточнение вида продуктов, используемых в перегонке для производства тепла и пара, необходимых для процессов перегонки, довольно сложно при использовании энергетической статистики. Количество сожженного на НПЗ топлива обычно составляет от 6 до 10 процентов от общего количества подаваемого топлива, в зависимости от сложности и современности используемой технологии. *Эффективная практика* заключается в запрашивании данных по сжиганию топлива в нефтеперегонных отраслях с целью проверки соответствующих данных энергетической статистики.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТРАСЛИ И СТРОИТЕЛЬСТВО

В производственных отраслях сырье преобразуется в продукты, как схематически изображено на рисунке 2.4. Для строительства действуют те же принципы: поступающими продуктами являются стройматериалы, а продукцией – строения.

Производственные отрасли в целом классифицируются в зависимости от вида производимой продукции. Выполняется такая классификация в соответствии с Международной классификацией промышленных стандартов для экономической деятельности, используемой в таблице 2.1 для перекрестных ссылок.

Рисунок 2.4 Использование топлива в качестве источника энергии в производственных отраслях для преобразования сырья в продукцию.¹⁰



¹⁰ В некоторых отраслях сырье может включать ископаемое топливо. Некоторые виды топлива могут быть получены из побочных продуктов или отходов, вырабатываемых в процессе производства.

Сырье, используемое в производственных отраслях, может также включать ископаемые виды топлива. Например, при производстве нефтехимических продуктов (метанол и т.п.), прочих химикатов (аммиак и т.п.) и первичного железа, в качестве подводимого продукта требуется кокс. В некоторых случаях ситуация может быть более сложной, так как энергия, необходимая для процессов производства может доставляться к месту использования непосредственно из химических реакций. Примером такой ситуации является производство чугуна и стали, где в результате химических реакций между коксом и железной рудой выделяется газ и тепло, которых достаточно для поддержания процесса¹¹. Отчеты о выбросах от газов, составленные на основании данных об обработанном сырье и участвующем в процессе топливе (например, при производстве аммиака) должны следовать принципам, отраженным в разделе 1.2 данного тома и подробному руководству, приведенному в томе ППИП. В целом, если выбросы происходят в категории источника ППИП при производстве газа, они остаются выбросами промышленных процессов в данной категории источника. Если газы переносятся в другую категорию источника в секторе ППИП или в сектор «Энергетика», все соответствующие летучие выбросы, выбросы от сжигания и прочие выбросы следует относить к тому сектору, в котором они происходят. Составителям кадастра следует помнить об особенности выбросов от процессов, использующих одно и то же ископаемое топливо как для получения энергии, так и в качестве сырья (например, производство синтез-газа или сажи) и относить их к правильному сектору.

Некоторые страны могут столкнуться с трудностями при получении разукрупненных данных о деятельности, либо могут иметь разные определения для промышленных категорий источников. Например, некоторые страны могут включать сжигание для отопления жилища рабочих в состав промышленного сжигания. В этом случае, любые отклонения от определений следует документировать.

2.3.3.2 УРОВЕНЬ 3

Оценка уровня 3 объединяет данные уровней конкретных производственных объектов, этот тип информации становится все более доступным благодаря требованиям схем торговли выбросами. Зачастую, такое объединение данных уровня конкретного объекта не совсем точно соответствует границам классификации национальной энергетической статистики, что может привести к затруднениям при комбинировании различных источников информации. Методы комбинирования данных рассматриваются в главе 2 тома 1 (Общие руководящие указания и отчетность).

2.3.3.3 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ДВОЙНОГО УЧЕТА В ДАННЫХ ПО ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ДРУГИХ СЕКТОРОВ

Использование статистики по сжиганию топлива является более предпочтительным, чем использование статистики по поставкам топлива, это является основным способом избежать двойного учета при оценке выбросов. Однако данные о сжигании топлива очень редко бывают полными, так как измерять сжигание топлива или выбросы для каждого жилого или коммерческого источника нерентабельно. Поэтому, национальные кадастры, использующие этот подход, в целом будут содержать комбинацию данных о сжигании для больших источников, и данные о поставках топлива для прочих источников. Составитель кадастра должен позаботиться о предотвращении двойного учета и пропусков при комбинировании данных из разных источников.

Если в данных о деятельности вместо количества сожженного топлива содержатся данные о поставках топлива на предприятие или о главных подкатегориях, существует риск двойного учета выбросов сектора ППИП или «Отходы». Выявить двойной учет не всегда просто. Топливо, доставленное и использованное в процессах, может дать увеличение побочных продуктов, произведенных в виде топлива на другом предприятии или проданных третьим лицам (например, доменный газ, произведенный из кокса и прочие носители углерода, загружаемые в домы). *Эффективная практика* заключается в координировании оценки между стационарной категорией источника и соответствующей промышленной категорией для предотвращения двойного учета или пропусков. Некоторые из этих категорий и подкатегорий, использующих ископаемые виды топлива, между которыми может, в принципе, произойти двойной учет углерода ископаемых видов топлива, приведены ниже.

¹¹ Лучшие из имеющихся справочных документов по таким технологиям (BREF) Европейского бюро по контролю загрязнений (IPPC) для железа и стали (<http://eippcb.jrc.es/>) показывают, что около трети тепла, требуемого для процессов, поступает от произведенного и сожженного доменного газа в доменных обогревателях. Также тепло, получаемое при производстве СО и проходящее через кокс при воздушном дутье, не является значимой частью при обработке руды.

- ППИП – Производство нетопливной продукции из энергоносителей, такой как кокс, этан, газойль/дизтопливо, сжиженный нефтяной газ, нефтяной газ, природный газ.

Производство синтетического газа, а именно смеси угарного газа и водорода, при помощи парового реформинга или частичного окисления энергоносителя заслуживает особого внимания, так как эти процессы производят выбросы CO₂. Синтетический газ является промежуточным звеном при производстве таких химикатов, как аммиак, формальдегид, метанол, чистый угарный газ и чистый водород. Выбросы от этих процессов должны относиться к разделу ППИП. Заметим, что выбросы CO₂ должны учитываться по месту выброса, если газ находится на временном хранении (например, когда CO₂ используется в пищевой промышленности как продукт аммиачного производства).

Синтетический газ также производится с помощью частичного окисления/газификации твердого и жидкого сырья в относительно новой технологии получения энергии – Комбинированный цикл комплексной газификации (IGCC). Если синтетический газ производится по IGCC для производства энергии, соответствующие выбросы следует относить к категории 1А, сжигание топлива.

Высвобождаемый при производстве карбидов из богатого углеродом топлива, в особенности из нефтяного кокса, CO₂ используется как источник углерода. Выбросы от этих процессов должны относиться к разделу ППИП.

Подробную информацию смотрите в томе 3, который содержит детали проверки полноты выбросов углерода из сырья и при неэнергетическом использовании.

- ППИП, СХЛХДВЗ – Использование углерода в качестве регенератора при производстве металлов.

Выбросы парниковых газов при использовании угля, кокса, природного газа, предварительно обожженных анодов и угольных электродов в качестве регенераторов при производстве металлов из руды следует относить к разделу ППИП. Древесная стружка и древесный уголь также могут использоваться в некоторых процессах. В этом случае, результирующие выбросы относятся к разделу СХЛХДВЗ. В ходе некоторых из этих процессов производятся побочные виды топлива (доменный газ и коксовый газ). Эти виды топлива используются на самом предприятии или продаются. Они могут быть включены в национальный энергетический баланс. Поэтому следует позаботиться о том, чтобы избежать двойного учета выбросов.

- ЭНЕРГЕТИКА, ОТХОДЫ – Метан из отходов угольных шахт, газ из органических отходов и биологический газ

В этих случаях, важно удостовериться в том, что количество топлива для стационарного сжигания равно количеству, рассчитанному по разделам «Летучие выбросы при добыче и переработке угля», «Инсинерация отходов» и «Очистка и сброс сточных вод» соответственно.

- ОТХОДЫ – Инсинерация (сжигание) отходов

Если энергия получается при сжигании отходов, соответствующие выбросы парникового газа относятся к сектору «Энергетика» в категории стационарного сжигания. Инсинерация отходов без цели получения энергии относится к категории источников «Отходы», смотрите главу 5 (Инсинерация и открытое сжигание отходов) тома 5. *Эффективная практика* заключается в оценке содержимого отходов и дифференциации отходов, содержащих пластик и прочие ископаемые углеродосодержащие материалы, от биогенных отходов, и в соответственной оценке выбросов. Выбросы CO₂ из ископаемых углеродосодержащих частей отходов могут быть включены в категорию видов топлива *Другие виды топлива*, в то время как выбросы CO₂ от биомассы должны регистрироваться как информационные элементы. Для оценок высших уровней составитель кадастра может руководствоваться главой 5 тома «Отходы». *Эффективная практика* заключается в контактировании с лицами, ответственными за восстановление использованных масел, для того, чтобы определить объемы сжигаемых масел, произвести оценку и зарегистрировать выбросы в секторе «Энергетика», если эти масла использовались как топливо.

- ЭНЕРГЕТИКА – Мобильное сжигание

Основным вопросом остается необходимость избегать двойного учета для сельскохозяйственных и внедорожных транспортных средств.

2.3.3.4 РАССМОТРЕНИЕ БИОМАССЫ

Биомасса – это особый случай:

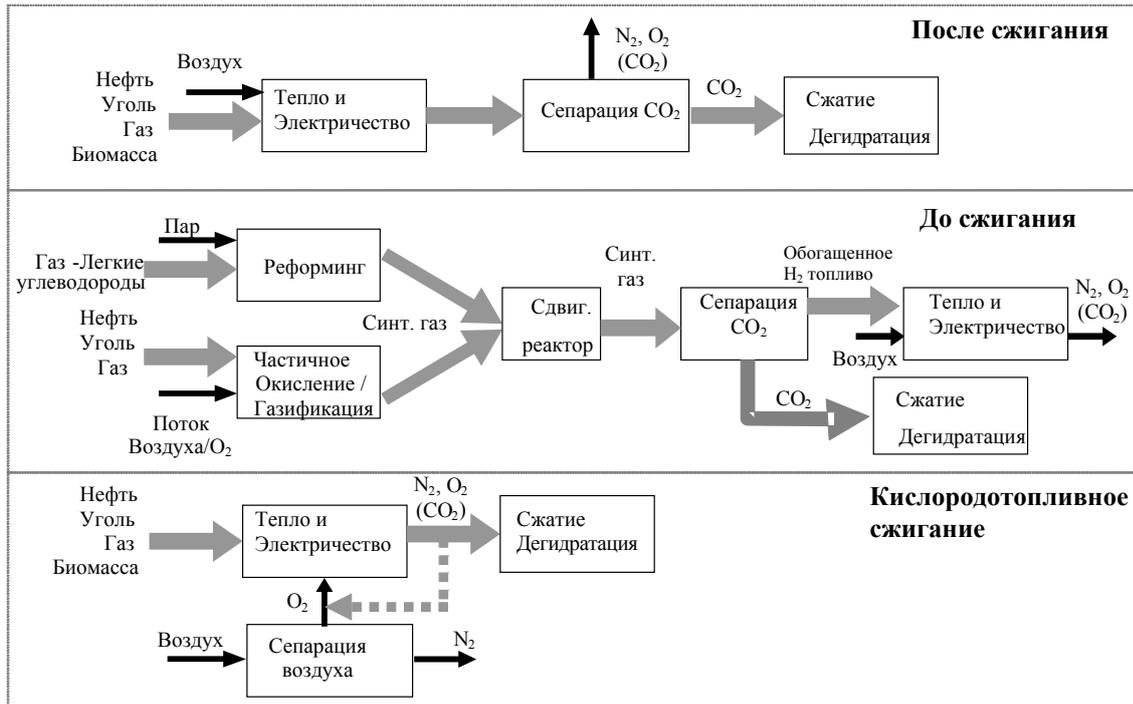
- Выбросы CO_2 от топлива в виде биомассы оцениваются и учитываются в секторе СХЛХДВЗ как часть методологии СХЛХДВЗ. В отчетных таблицах, выбросы от сжигания биотоплива учитываются как информационные элементы, при этом они не включаются в секторальные или национальные итоги для того, чтобы избежать двойного учета. В таблицах коэффициентов выбросов в данной главе, коэффициенты выбросов CO_2 по умолчанию представлены для того, чтобы позволить оценить данные информационные единицы.
- По биомассе: только та ее часть, которая сжигается в целях получения энергии, должна оцениваться для включения в качестве информационного элемента в сектор «Энергетика».
- Выбросы CH_4 и N_2O , тем не менее, оцениваются и включаются в этот сектор и в национальные итоговые величины вследствие того, что их воздействие является дополнительным к оценкам запасов топлива в секторе СХЛХДВЗ.
- Для древесного топлива: данные о деятельности могут быть получены от МЭА или ФАО (Организация ООН по вопросам продовольствия и сельского хозяйства). Эти данные получают из национальных источников и составители кадастра могут улучшить свое понимание национальных условий, связавшись с национальными статистическими агентствами для поиска соответствующих организаций.
- Для отходов сельскохозяйственных культур (часть прочих твердых биомасс) а также для древесного топлива, методы оценки данных о деятельности приведены в главе 5 тома СХЛХДВЗ.
- Иногда биотопливо сжигается вместе с ископаемым топливом. В таких случаях следует проводить различие между ископаемым и прочими видами топлива и применять к каждой из фракций соответствующие коэффициенты выбросов.

2.3.4 Улавливание диоксида углерода

Улавливание и хранение углекислого газа газовых потоков, высвобождающихся в атмосферу другими способами, а также передача его в геологические резервуары-хранилища, такие как газовые и нефтяные месторождения или глубокие горизонты соленых вод на неопределенно долгое хранение. В секторе энергетики, кандидаты на улавливание и хранение углекислого газа включают большие стационарные источники, такие как электростанции и установки по обессериванию природного газа. Данная глава касается только вопросов улавливания CO_2 , связанных с деятельностью по сжиганию, в особенности для электростанций. Летучие выбросы, происходящие при транспортировке углекислого газа от места улавливания к геологическим хранилищам и выбросы от самих хранилищ рассматриваются в главе 5 данного тома. Существуют также и прочие промышленные способы улавливания CO_2 из технологических потоков. Они описаны в томе 3.

Существует три основных подхода для улавливания CO_2 , высвобождающегося при сжигании ископаемых видов топлива и/или биомассы (рисунок 2.5). Улавливание CO_2 после сжигания имеет целью удаление CO_2 из выделяющихся в атмосферу газообразных продуктов сжигания топлива (нефти, угля, природного газа или биомассы). Улавливание перед сжиганием имеет место при производстве синтетического газа, а именно смеси угарного газа и водорода, при реакциях между энергоносителем с паром и/или кислородом или воздухом. Образующийся угарный газ вступает в реакцию смещения с паром, в результате чего выделяется CO_2 и водород. Потоки, покидающие реактор делятся на потоки CO_2 высокой чистоты и топлива в виде обогащенного H_2 , которое можно использовать по-разному, например, в котлах, газовых турбинах и в тепловыделяющих элементах.

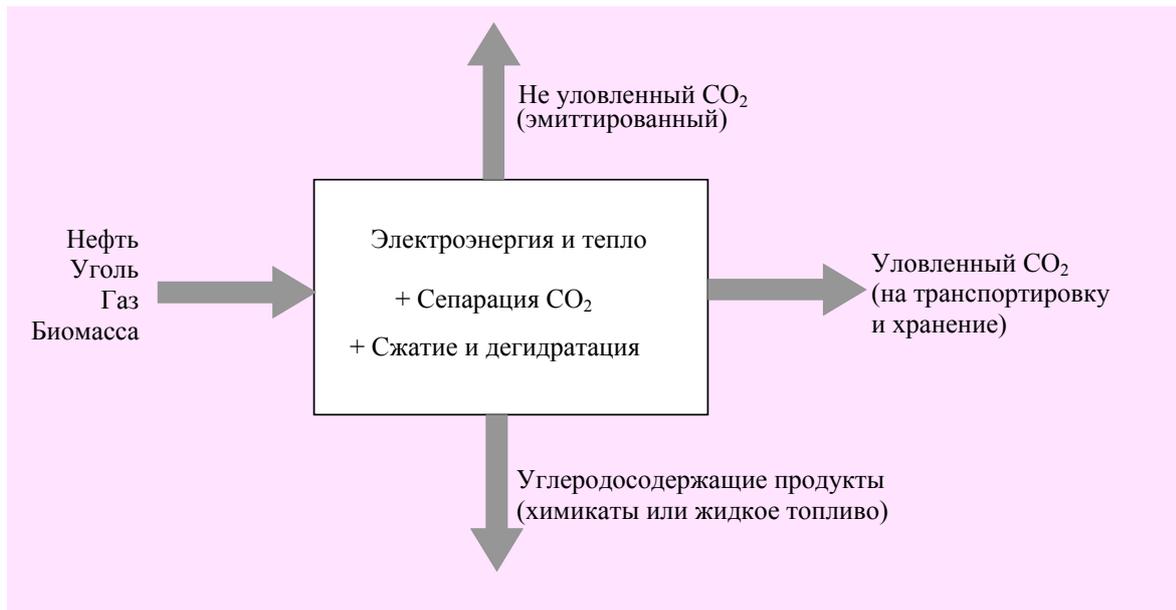
При кислородном сжигании топлива также используется чистый кислород или смесь почти чистого кислорода и обогащенного CO_2 восстановленного дымового газа вместо воздуха при сжигании топлива. Дымовой газ состоит в основном из H_2O и CO_2 и требует дополнительного кислорода для обеспечения полноты сжигания топлива. Также он включает в себя другие компоненты топлива, разжижители, подаваемые в кислородный поток, инертные вещества и вещества, содержащиеся в атмосфере и проникающие в топливо через протечки. В целом дымовой газ, после охлаждения и конденсации водяных паров, содержит 80-98 процентов CO_2 , в зависимости от использованного вида топлива и, в особенности, от процесса кислородного сжигания.

Рисунок 2.5 Системы улавливания CO₂ из стационарных источников сжигания

Для улавливания углекислого газа существуют некоторые энергетические требования с соответствующим увеличением сжигания ископаемого топлива. Также, процесс улавливания имеет эффективность ниже 100 процентов, так что часть CO₂ будет высвобождаться из газового потока. Глава 3 «Специального отчета об улавливании и хранении CO₂» МГЭИК (Thambimuthu и др., 2005) дает исчерпывающий обзор современных и перспективных технологий улавливания CO₂ из разных потоков, высвобождающихся в энергетических и промышленных процессах.

Общая схема потоков углерода для трех подходов к улавливанию CO₂ из потоков, возникающих в процессах сжигания, приводится на рисунке 2.6. Границы системы, рассмотренные в этой главе, включают в себя электростанции и другие процессы, представляющие интерес, установки по удалению и сжатию/дегидратации уловленного CO₂ но включают системы транспортировки и хранения CO₂. Эта общая схема также учитывает тот факт, что системы улавливания перед сжиганием могут использоваться на многоименклатурных предприятиях. Виды многоименклатурных предприятий, рассмотренных в этой главе, используют ископаемое топливо для производства электричества и/или тепла а также разнообразных побочных продуктов, таких как водород, химикаты и жидкие виды топлива. В этих процессах, связанных с системами улавливания после сжигания и кислородотопливного сжигания обычно не производятся побочные продукты, содержащие углерод.

Рисунок 2.6 Входящие и исходящие потоки углерода в системе улавливания CO₂, связанного с процессами стационарного сжигания топлива



Эффективность всех систем улавливания CO₂ представленных на рисунке 2.6 показана в уравнении 2.6. В таблице 2.11 суммируется эффективность улавливания выбросов CO₂ для систем улавливания перед и после сжиганием, представляющих интерес и описанных в последних исследованиях. Информация приведена скорее в ознакомительных целях как *эффективная практика* по использованию результатов измерений, чем как коэффициенты выбросов для оценки выбросов от систем улавливания CO₂.

УРАВНЕНИЕ 2.6
ЭФФЕКТИВНОСТЬ УЛАВЛИВАНИЯ CO₂

$$\text{Эффективно сть}_{\text{технологии улавливания CO}_2} = \frac{C_{\text{уловл. CO}_2}}{C_{\text{топливо}} - C_{\text{продукты}}} \cdot 100$$

Где:

Эффективность_{технологии улавливания CO₂} = эффективность системы улавливания CO₂ (в процентах)

C_{уловл. CO₂} = количество углерода в потоке уловленного CO₂ (кг)

C_{топливо} = количество углерода в поступающем ископаемом топливе или биомассе (кг)

C_{продукты} = количество углерода в углеродосодержащих химикатах или топливных продуктах завода (кг).

ТАБЛИЦА 2.11				
ТИПИЧНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЛАВЛИВАНИЯ CO₂ ДЛЯ СИСТЕМ ДО- И ПОСЛЕ СЖИГАНИЯ				
Технологии	Эффективность (%)			Ссылки
	Средн.	Мин.	Макс.	
Распыленный полу-битуминозный/ битуминозный уголь (250-760 эМВт, чистый КПД установки 41-45%) ^{1,2} / Улавливание на основе аминов после сжигания.	90	85	96	Alstom, 2001; Chen <i>et al.</i> , 2003; Gibbins <i>et al.</i> , 2005; IEA GHG, 2004; Parsons, 2002; Rao and Rubin, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005; Simbeck, 2002; Singh <i>et al.</i> , 2003.
Комбинированный цикл природного газа (380-780 эМВт, чистый КПД установки 55-58%, НТС) ¹ / Улавливание на основе аминов после сжигания.	88	85	90	CCP, 2005; EPRI, 2002; IEA GHG, 2004; NETL, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005.
Комбинированный цикл интегрированной газификации (400-830 эМВт, чистый КПД установки 31-40%) ¹ / Улавливание на основе физических растворителей до сжигания (Селексол).	88	85	91	IEA GHG, 2003; NETL, 2002; Nsakala <i>et al.</i> , 2003; Parsons, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005; Simbeck, 2002.
Электричество + H ₂ (уголь, производительность 2600-9900 ГДж/час) ¹ / Улавливание на основе физических растворителей до сжигания (в основном Селексол).	83	80	90	Kreutz <i>et al.</i> , 2005, Mitretek, 2003; NRC, 2004; Parsons, 2002.
Электричество + диметилловый эфир (уголь, производительность 7900-8700 ГДж/час) ¹ / Улавливание на основе физических растворителей до сжигания (Селексол или Ректизол).	64	32	97	Celik <i>et al.</i> , 2005; Larson, 2003
Электричество + метанол (уголь, производительность 9900 ГДж/час) ¹ / Улавливание на основе физических растворителей до сжигания (Селексол).	60	58	63	Larson, 2003
Электричество + жидкости Фишера-Тропша (уголь, производительность 16000 ГДж/час) ¹ / Улавливание на основе физических растворителей до сжигания (Селексол).	91	-	-	Mitretek, 2001
¹ Эталонная установка без системы улавливания CO ₂				
² Данные варианты охватывают существующие установки, оснащенные в процессе переоборудования системой улавливания после сжигания, а также новые конструкции с интеграцией производства электроэнергии и систем улавливания.				

ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ CO₂ УРОВНЯ 3

С учетом того, что данная технология является перспективной, требуется отчетность по конкретным установкам уровня 3. Станции, оборудованные системой улавливания и хранения, наверняка регистрируют количество удаленного из газовых потоков и перемещенного в геологическое хранилище газа. Эффективность улавливания, рассчитанная на основе результатов измерений можно сравнить со значениями, приведенными в таблице 2.11 для перекрестной проверки достоверности.

Для уровня 3, выбросы CO₂ рассчитываются из значений сжигания топлива как описано в ранних разделах данной главы минус измеренное количество удаленного газа.

$$\text{Выбросы}_s = \text{Производство}_s - \text{Улавливание}_s$$

Где:

- s = категория источника или подкатегория, по которой проходит улавливание
- Улавливание = Количество уловленного газа
- Производство = Оценка выбросов при использовании руководящих принципов, не предполагающих улавливания
- Выбросы = Представленные выбросы для категории или подкатегории источника

При использовании этого метода автоматически учитывается любое повышение расхода топлива на производстве, так как процесс улавливания (если он отражен в статистике по топливу) не требует отдельной оценки эффективности улавливания, если остаточные выбросы более точно оценены по подкатегориям. Если предприятие работает на биотопливе, соответствующие выбросы CO₂ равны нулю (они уже включены в национальные итоговые величины, так как относятся к разделу СХЛХДВЗ), так что вычитание перемещенного на долговременное хранение газа может дать отрицательное значение оценки выбросов. В том случае, если углерод биомассы хранится долго, корректно считать его удаленным из атмосферы. Отсюда можно сделать вывод о том, что все последующие выбросы от транспортировки, инъекции и хранения CO₂ в хранилищах должны включаться в национальные итоговые значения выбросов, независимо от того, происходит ли углерод от ископаемых источников или от биомассы. Вот почему в разделе 5.3 (Транспортировка CO₂), 5.4 (Впрыскивание) и 5.5 (Геологическое хранение) не приводятся данные о происхождении хранящегося в подземных резервуарах CO₂. Измерение количества удаленного газа должно проводиться в соответствии с промышленной практикой и обычно дает точность около 1%.

Количество CO₂ для дальнейшего использования и кратковременного хранения не должны вычитаться из оценки выбросов CO₂ кроме тех случаев, когда выбросы CO₂ учтены в другом разделе кадастра¹².

2.3.5 Полнота

Полная оценка выбросов от сжигания топлива должна включать выбросы от всех видов топлива и от всех категорий источников, описанных в *Руководящих принципах МГЭИК 2006 г.* Полнота должна достигаться с помощью использования одинаковых данных о деятельности для оценки выбросов CO₂, CH₄ и N₂O для одинаковых категорий источников.

Должны учитываться все поставки топлива производителями топлива. Неверная классификация предприятий и использование оптовых торговцев для поставок топлива небольшим коммерческим потребителям и для бытового использования повышает вероятность возникновения систематических ошибок при распределении статистических данных о поставках топлива. В тех случаях, когда существуют данные исследования выборки, которые обеспечивают цифровые значения потребления топлива в конкретных экономических секторах, эти цифровые значения могут быть сопоставлены с соответствующими данными о поставках топлива. Любые систематические расхождения необходимо выявлять, а затем соответственно должна проводиться корректировка в соответствии с распределением данных о поставках топлива.

Кроме того, может наблюдаться систематическая заниженная отчетность по твердым и жидким видам топлива в случае, если конечные потребители напрямую импортируют топливо. Прямой импорт вносится в таможенные данные и, соответственно, в статистические данные о поставках топлива, однако он не включается в статистические данные о поставках топлива, предоставляемые национальными поставщиками. Если прямой импорт потребителями является значительным, статистические расхождения между запасами и поставками укажут на соответствующую величину. Использование доставленного топлива из определенных месторождений для собственных нужд может происходить в таких отраслях производства как производство железа, стали и цемента, и также является потенциальным источником заниженной отчетности. И вновь, сопоставление с результатами обзора потребления позволит определить, какие основные категории источников связаны с прямым импортом

¹² Примеры включают производство мочевины (том 3, раздел 3.2) и использование CO₂ в производстве метанола (том 3, раздел 3.9), где CO₂ учитывается по конечному продукту.

топлива. Что касается биотоплива, национальные статистические агентства должны консультироваться по поводу его использования, включая возможное использование некоммерческих видов биотоплива.

Полученный опыт показывает, что в существующих кадастрах недостаточно охвачены некоторые виды деятельности, такие как изменения запасов производителей ископаемых видов топлива и сжигание топлива для собственных нужд в энергетических отраслях промышленности. Также это относится к статистике по биотопливу и сжиганию отходов. Их наличие следует особенно тщательно сверять по данным статистических агентств, экспертов по отрасли и соответствующих организаций, а также, при необходимости, со вспомогательными источниками данных. В главе 2 тома 1 в целом описывается сбор данных.

2.3.6 Формирование согласованного временного ряда

Использование подходящего метода для оценки выбросов является основным механизмом соблюдения согласованности временного ряда. Тем не менее, изменчивость качества топлива в течение времени также важно принимать во внимание, в соответствии с граничными характеристиками национального топлива, приведенными в таблицах с 2.2 по 2.5. Это касается изменений содержания углерода, обычно выраженных в изменениях значений теплотворной способности, использованных для преобразования топлива из единиц массы или объема в энергетические единицы, используемые при оценке. *Эффективная практика* для составителей кадастра заключается в проверке того, действительно ли изменения значений теплотворной способности в течение времени отражены в информации, используемой для создания национальной энергетической статистики.

Использование настоящих *Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.* может явиться причиной пересмотра некоторых компонентов кадастра выбросов, таких как коэффициенты выбросов или секторальной классификации некоторых выбросов. Например, компонент выбросов CO_2 при использовании ископаемого топлива в иных, чем в качестве топлива, целях, может переместиться из сектора «Энергетика» *Руководящих принципов МГЭИК 1999 г.* в сектор ППИП *Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.* В то время как в *Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.* для раздела энергетики оцениваются общие потенциальные выбросы от использования ископаемых видов топлива, а потом вычитается часть углерода, оставшегося в хранилищах в виде долговечных продуктов, *Руководящие принципы МГЭИК 2006 г.* включают все виды использования топлива в иных, чем в качестве топлива, целях для раздела ППИП. В результате этого данные отчетности по выбросам CO_2 в разделе энергетики уменьшаются, а данные отчетности по выбросам в разделе ППИП увеличиваются. Для получения дальнейшей информации о согласовании временных рядов см. главу 5 (Согласованность временного ряда) тома 1.

2.4 ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

2.4.1 Неопределенности коэффициентов выбросов

При сжигании ископаемого топлива неопределенности коэффициентов выбросов CO_2 относительно невелики. Эти коэффициенты выбросов определяются содержанием в топливе углерода, таким образом, физически влияют на порядок величины неопределенности. Однако важно отметить, что, вполне вероятно, что существуют внутренние расхождения в неопределенностях коэффициентов выбросов CO_2 для нефтепродуктов, угля и природного газа. Нефтепродукты, как правило, соответствуют довольно жестким требованиям, ограничивающим возможный диапазон концентраций углерода и значений теплотворной способности, кроме того, они поставляются из относительно небольшого количества нефтеперерабатывающих предприятий и/или импортных терминалов. Уголь, напротив может быть получен из угольных шахт, дающих уголь с очень широким диапазоном содержания углерода и значений теплотворной способности и, в основном, поставляется по контракту с потребителями, которые адаптируют свое оборудование к характеристикам конкретного вида угля. Таким образом, на национальном уровне энергоноситель «черный уголь» может иметь диапазон коэффициентов выбросов CO_2 .

Коэффициенты выбросов CH_4 и в особенности N_2O являются в значительной степени неопределенными. Высокую неопределенность коэффициентов выбросов можно объяснить отсутствием соответствующих измерений и последующего обобщения, неопределенностями в измерениях или недостаточным пониманием процесса выброса. Кроме того, из-за стохастических изменений в условиях протекания процесса, может иметь место высокая изменчивость коэффициентов выбросов для этих газов в реальном времени (Pulles and Heslinga, 2004). Такие колебания, очевидно, также способствуют неопределенностям в оценках выбросов. Эти неопределенности коэффициентов выбросов редко можно вычислить или получить на основании эмпирических данных. Таким образом, неопределенности традиционно получаются из косвенных источников или с помощью экспертных оценок. *Руководящие принципы МГЭИК 1996 г.* (Таблица A1-1, том 1, стр. A 1.4) предполагает общее значение неопределенности равным 7% для коэффициентов выбросов CO_2 в разделе энергетики.

Значения неопределенности по умолчанию в таблице 2.12, полученные из показателей, принятых в Руководстве ЕМЕП/CORINAIR (ЕМЕП/CORINAIR, 1999 г.), могут использоваться за неимением конкретных для страны оценок.

Таблица 2.12 Оценки неопределенности по умолчанию для коэффициентов выбросов при стационарном сжигании топлива		
Сектор	CH ₄	N ₂ O
Общественное энергопроизводство, комбинированное производство тепловой и электрической энергии и централизованное теплоснабжение	50-150%	Порядок величины* Порядок величины Порядок величины
Сжигание топлива в коммерческом, институциональном и жилищно-коммунальном секторах	50-150%	
Сжигание в промышленном секторе	50-150%	
* т.е. неопределенность варьируется от одной десятой среднего значения до десятикратно увеличенного среднего значения. Источник: Руководящие указания МГЭИК по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов (2000 г.)		

В то время как эти принимаемые по умолчанию оценки неопределенности могут использоваться для существующих коэффициентов выбросов (как конкретных для страны, так и взятых из Руководящих принципов МГЭИК), может существовать также и дополнительная неопределенность, связанная с применением коэффициентов выбросов, не являющихся репрезентативными для условий сжигания топлива в конкретной стране. Неопределенности могут быть ниже, чем значения, указанные в таблице 2.12, если используются конкретные для страны коэффициенты выбросов. *Эффективная практика* заключается в получении оценок этих неопределенностей, выполненных национальными экспертами, с учетом руководящих указаний по экспертным оценкам, изложенных в томе 1.

В настоящее время имеется сравнительно мало опыта в оценке и определении неопределенности кадастра, и еще больше его требуется для оценки того, насколько немногие имеющиеся результаты являются типичными и сопоставимыми, и каковы основные недостатки таких анализов. Некоторые статьи, речь в которых идет об оценке неопределенности в кадастрах парниковых газов недавно стали публиковаться в специальной литературе. В работах Rypdal и Winiwater (2001) произведен расчет неопределенностей в кадастрах парниковых газов и сравнение с результатами по пяти странам, а именно, по Австрии (Winiwater и Rypdal, 2001), Нидерландам (van Amstel *и др.*, 2000), Норвегии (Rypdal, 1999), Великобритании (Baggott *и др.*, 2005) и США (EIA, 1999). Позднее Monni *и др.* (2004) рассчитали значения неопределенностей для финского кадастра выбросов парниковых газов.

В таблицах 2.13 и 2.14 показаны оценки неопределенности коэффициентов выбросов для стационарного сжигания, полученные в упомянутых выше исследованиях. Чтобы дополнить эту информацию, в таблицы 2.13 и 2.14 были добавлены подходы и коэффициенты выбросов, используемые в каждой стране (перечисленные в соответствующем кадастре парниковых газов за 2003 год, представленном в РКИК ООН). Можно видеть, что для CO₂ использованы подходы более высокого уровня и большее число коэффициентов выбросов для конкретных стран (CS), по сравнению с CH₄ и N₂O. Для N₂O, напротив, используются подходы более низкого уровня, и делается больший упор на коэффициенты выбросов по умолчанию. Эта информация приведена в первую очередь в ознакомительных целях. Данные множества значений для неопределенностей могут быть использованы как отправные точки или для сравнения с данными национальных экспертов, работающих над оценкой неопределенности.

ТАБЛИЦА 2.13					
Сводка по оценке неопределенности коэффициентов выбросов CO₂ для источников стационарного сжигания топлива отдельных стран					
Страна	95% доверительный интервал ¹	Распределение	Представление кадастра ПГ за 2003 год ²		Ссылки
			Подход ³	Коэффициент выбросов ⁴	
Нефтепродукты					
Австрия	± 0.5	Нормальное	C	CS	Winiwarter and Rypdal, 2001
Норвегия	± 3	Нормальное	C	CS	Rypdal, 1999
Нидерланды	± 2	-	T2, CS	CS, PS	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
СК	± 2	Нормальное	T2	CS	Baggott <i>et al.</i> , 2005
США	± 2	-	T1	CS	EIA, 1999
Уголь, кокс, газ					
Австрия	± 0.5	Нормальное	C	CS	Winiwarter and Rypdal, 2001
Норвегия	± 7	Нормальное	C	CS	Rypdal, 1999
Нидерланды	± 1-10	-	T2, CS	CS, PS	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
СК	± 1-6	Нормальное	T2	CS	Baggott <i>et al.</i> , (2005)
США	± 0-1	-	T1	CS	EIA, 1999
Другие виды топлива (в основном торф)					
Финляндия	± 5	Нормальное	T2, CS	D, CS, PS	Monni <i>et al.</i> , 2004
<p>¹ Данные представлены как верхний и нижний пределы 95-процентного доверительного интервала, и выражены в процентах относительно среднего значения.</p> <p>² Информация в колонках основана на представлениях Национального кадастра парниковых газов 2003 г. Сторон, включенных в Приложение 1 к Конвенции РКИК ООН.</p> <p>³ Условные обозначения, определяющие используемый подход. T1 (Уровень 1 МГЭИК), T2 (Уровень 2 МГЭИК), T3 (Уровень 3 МГЭИК), C (CORINAIR), CS (Конкретный для страны).</p> <p>⁴ Условные обозначения, определяющие используемый коэффициент выбросов. D (По умолчанию МГЭИК), C (CORINAIR), CS (Конкретный для страны), PS (Конкретный для предприятия).</p>					

ТАБЛИЦА 2.14 СВОДКА ПО ОЦЕНКЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ CH ₄ И N ₂ O ДЛЯ ИСТОЧНИКОВ СТАЦИОНАРНОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА ОТДЕЛЬНЫХ СТРАН					
Страна	95% доверитель- ный интервал ¹	Распределение	Представление кадастра ПГ за 2003 год ²		Ссылки
			Подход ³	Коэффициент выбросов ⁴	
CH₄					
Австрия	± 50	Нормальное	C, CS	CS	Winiwarter and Rypdal, 2001
Финляндия	-75 to +10	β	T1, T2, CS	CS, PS	Monni <i>et al.</i> , 2004
Норвегия	-50 to + 100	Логнормальное	T2, CS	D, CS, PS	Rypdal, 1999
Нидерланды	± 25	-	T2, CS	CS, PS	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
СК	± 50	Усеченное нормальное	T2	D, C, CS	Baggott <i>et al.</i> , 2005
США	Порядок величины	-	T1	D, CS	EIA, 1999
N₂O					
Австрия	± 20	Нормальное	C, CS	CS	Winiwarter and Rypdal, 2001
Финляндия	-75 to +10	Бета	T1, T2, CS	CS, PS	Monni <i>et al.</i> , 2004
Норвегия	-66 to + 200	Бета	T1, T2	D, CS	Rypdal, 1999
Нидерланды	± 75	-	T1, CS	D, PS	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
СК	± 100 to 200	-	T2	D, C, CS	Baggott <i>et al.</i> , 2005
США	-55 to + 200	-	T1	D, CS	EIA, 1999
¹ Данные представлены как верхний и нижний пределы 95-процентного доверительного интервала, и выражены в процентах относительно среднего значения. ² Информация в колонках основана на представлениях Национального кадастра парниковых газов 2003 г. Сторон, включенных в Приложение 1 к Конвенции РКИК ООН. ³ Условные обозначения, определяющие используемый подход. T1 (Уровень 1 МГЭИК), T2 (Уровень 2 МГЭИК), T3 (Уровень 3 МГЭИК), C (CORINAIR), CS (Конкретный для страны). ⁴ Условные обозначения, определяющие используемый коэффициент выбросов. D (По умолчанию МГЭИК), C (CORINAIR), CS (Конкретный для страны), PS (Конкретный для предприятия).					

2.4.2 Неопределенности в данных о деятельности

Статистические данные о сожженном топливе в крупных источниках, полученные благодаря прямым измерениям или обязательной отчетности, по всей вероятности будут находиться в пределах 3 процентов от центрального оценочного значения. В том, что касается интенсивно потребляющих энергию отраслей промышленности, более точными, по всей вероятности, являются данные о сжигании топлива. *Эффективная практика* заключается в оценке неопределенностей в данных о сжигании топлива для основных подкатегорий при консультации с планировщиками исследования выборок, поскольку неопределенности зависят от качества проекта исследования и от размера используемой выборки.

В дополнение к наличию любого систематического отклонения в данных о деятельности, как результата неполного охвата потребления топлива, данные о деятельности подвержены также случайным ошибкам в ходе сбора данных, которые варьируются от одного года к другому. Можно ожидать, что в странах с хорошими системами сбора данных, включающими контроль за качеством данных, случайная ошибка в

общем зарегистрированном значении использования энергии будет составлять примерно 2-3% от годового значения. Этот диапазон отражает подразумеваемые границы доверительного интервала общего спроса на энергию, представленные в моделях с использованием исторических данных об энергетике и связывающих спрос на энергию с экономическими факторами. Выраженные в процентах ошибки для отдельных видов деятельности, связанной с потреблением энергии, могут быть значительно больше.

Общая неопределенность в данных о деятельности – это совокупность как систематических, так и случайных ошибок. В наиболее развитых странах подготавливаются балансы запасов и поставок топлива, и это обеспечивает проверку на систематические ошибки. При таких обстоятельствах общие систематические ошибки, по всей вероятности, являются небольшими. Эксперты считают, что неопределенность, возникающая в результате двух видов ошибок, находится, вероятно, в диапазоне ± 5 процентов. В странах с менее развитыми системами данных об энергетике неопределенность может быть значительно больше, вероятно, в диапазоне примерно $\pm 10\%$. Наличие неофициальных видов деятельности может увеличить неопределенность в некоторых секторах в некоторых странах даже до величины в 50 процентов.

Диапазоны неопределенности для деятельности, связанной со стационарным сжиганием топлива, показаны в таблице 2.15. Данная информация может быть использована при составлении отчетов по неопределенностям. *Эффективная практика* для составителей кадастра заключается в определении, по возможности, конкретных для страны неопределенностей с помощью заключений экспертов и/или статистического анализа.

ТАБЛИЦА 2.15 УРОВЕНЬ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, АССОЦИИРОВАННОЙ С ДАННЫМИ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ СО СТАЦИОНАРНЫМ СЖИГАНИЕМ ТОПЛИВА				
Сектор	Хорошо развитые статистические системы		Менее развитые статистические системы	
	Исследования	Экстраполяции	Исследования	Экстраполяции
Производство электроэнергии и тепла как основная деятельность	Менее 1%	3-5%	1-2%	5-10%
Сжигание топлива в коммерческом, институциональном и жилищно-коммунальном секторах	3-5%	5-10%	10-15%	15-25%
Сжигание в промышленном секторе (Энергоемкие отрасли)	2-3%	3-5%	2-3%	5-10%
Сжигание в промышленном секторе (прочее)	3-5%	5-10%	10-15%	15-20%
Биомасса в небольших источниках	10-30%	20-40%	30-60%	60-100%
Составители кадастра должны сами оценить, какой из видов статистической системы лучше описывает их национальные условия. Источник: Руководящие указания МГЭИК по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов (2000 г.)				

2.5 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА/КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА КАДАСТРА (ОК/КК)

Специальные процедуры ОК/КК для оптимизации качества оценок выбросов в результате стационарного сжигания топлива приводятся в таблице 2.16.

2.5.1 Отчетность и документация

Эффективная практика заключается в документировании и архивировании всей информации, требуемой для выполнения оценок в рамках национального кадастра выбросов, как изложено в главе 8 тома 1. При этом практически нецелесообразно включать в кадастровый отчет всю документацию. Тем не менее в кадастр должны быть включены краткие описания использованных методов и ссылки на источник данных, с тем чтобы сообщаемые в отчете оценки выбросов были прозрачными и можно было бы проследить за всеми этапами их расчетов. Ниже представлены некоторые примеры конкретной документации и отчетов, относящиеся к категории источников, связанных со стационарным сжиганием топлива.

Для всех уровней *эффективная практика* заключается в обеспечении источников используемых данных по энергетике и замечаний о полноте комплекта данных. Большая часть энергетической статистики не считается конфиденциальной. В случае если составители кадастра не сообщают разукрупненные данные по причинам их конфиденциальности, *эффективная практика* заключается в разъяснении причин таких действий и в сообщении данных в более обобщенной форме.

Применяемый на сегодняшний день формат отчетности МГЭИК (динамические электронные таблицы, составные статистические таблицы) обеспечивает баланс между требованием о прозрачности и уровнем усилий, которого реально может достичь большинство составителей кадастра. *Эффективная практика* предусматривает приложение определенных дополнительных усилий для полного выполнения требования о прозрачности. В частности, в случае использования уровня 3, следует подготавливать дополнительные таблицы, отражающие данные о деятельности, которые напрямую связаны с коэффициентами выбросов.

По конкретным для страны коэффициентам выбросов CO_2 *эффективная практика* заключается в обеспечении источников значений теплотворной способности, показателей содержания углерода и коэффициентов окисления (используется ли коэффициент по умолчанию в 100 процентов или какая-либо другая величина, в зависимости от обстоятельств). В отношении конкретных для страны и технологии оценок иных чем CO_2 парниковых газов может возникнуть необходимость обратиться к различным справочным ссылкам или документам. *Эффективная практика* заключается в обеспечении указаний на эти ссылки, особенно, если в них описываются новые методологические разработки или коэффициенты выбросов для конкретных видов технологии или конкретных национальных условий. В отношении конкретных для страны и технологии коэффициентов выбросов *эффективная практика* заключается в указании даты последнего пересмотра и любого подтверждения точности.

В тех условиях, когда возможно возникновение двойного учета, *эффективная практика* заключается в четком указании на то, в какой сектор ("Энергетика", СХЛХДВЗ, ППИП или «Отходы») были занесены оценки выбросов, с тем чтобы устранить возможность их двойного учета.

2.6 РАБОЧИЕ ФОРМУЛЯРЫ

Четыре страницы из рабочих формуляров (приложение 1 данного тома) для секторального подхода уровня 1 должно быть заполнены для каждой из категорий источников, приведенных в таблице 2.16. В колонку А следует включать только объем сжигаемого для энергетических целей топлива. При заполнении колонки А рабочего формуляра, следует принимать во внимание следующие аспекты: 1) некоторые виды топлива используются для иных, чем сжигание, целей 2) полученные в результате утилизации отходов виды топлива иногда сжигаются в энергетических целях, и 3) некоторые из выбросов от сжигания топлива должны быть включены в категорию промышленных процессов. В таблице 1 перечислены основные соображения, которые следует использовать при вынесении решения о том, какие компоненты сжигания должны быть включены в данные о деятельности для каждого вида топлива.

ТАБЛИЦА 2.16	
ПЕРЕЧЕНЬ КАТЕГОРИЙ ИСТОЧНИКОВ, СВЯЗАННЫХ СО СТАЦИОНАРНЫМ СЖИГАНИЕМ ТОПЛИВА	
Код	Наименование
1A1a	Производство электроэнергии и тепла как основная деятельность
1A1b	Перегонка нефти
1A1c	Производство твердого топлива и другие отрасли энергетики
1A2a	Чугун и сталь
1A2b	Цветные металлы
1A2c	Химикаты
1A2d	Целлюлоза, бумага и печать
1A2e	Пищевая промышленность, напитки и табак
1A2f	Неметаллические минералы
1A2g	Транспортное оборудование
1A2h	Машины и механизмы
1A2i	Горнодобывающая (кроме топлива) промышленность
1A2j	Лес и лесоматериалы
1A2k	Строительство
1A2l	Текстиль и кожа
1A2m	Не указанные отрасли
1A4a	Коммерческий/ Институциональный сектор
1A4b	Жилищно-коммунальный сектор
1A4c	Сельское/ Лесное/ Рыбное хозяйство/ Рыбоводство (стационарное сжигание)
1A5a	Не определенные категории

ТАБЛИЦА 2.17
Процедуры ОК/КК для стационарных источников

Деятельность	Расчет выбросов CO ₂ от стационарного сжигания	Расчет выбросов иных чем CO ₂ газов при стационарном сжигании
Сравнение оценок выбросов с помощью разных подходов	<ul style="list-style-type: none"> Составитель кадастра должен сравнить оценки выбросов CO₂ от сжигания топлива с использованием секторального подхода с оценками, полученными с помощью эталонного подхода, и учесть любую разницу, превышающую или равную 5%. В этом сравнительном анализе, выбросы от топлива в результате иного чем сжигание применения, учитываемые в других разделах кадастра ПГ, следует вычесть из оценок, полученных с помощью эталонного подхода. 	<ul style="list-style-type: none"> Если использован подход уровня 2 с коэффициентами по конкретной стране, составитель кадастра должен сравнить результаты оценки, полученные с помощью подхода уровня 1, с коэффициентами МГЭИК по умолчанию. Этот вид сравнения может потребовать обобщения оценок выбросов по уровню 2 с некоторыми разделами и группами видов топлива, как при использовании подхода уровня 1. Подход должен быть задокументирован, а расхождения исследованы. По возможности, составитель кадастра должен сравнить согласованность расчетов с максимальным содержанием углерода в топливе, сжигаемом в стационарных источниках. Предполагаемые балансы углерода должны сохраняться по всей цепочке секторов, учитывающих сжигание.
Проверка данных о деятельности	<ul style="list-style-type: none"> Составителю кадастра следует также составлять, если это позволяют ресурсы, национальные энергетические балансы, выраженные в единицах массы, и энергетические балансы преобразующих топливо предприятий. Временные ряды статистических расхождений следует проверять на наличие систематических влияний (на которые указывают расхождения, постоянно имеющие один и тот же знак), а затем, по мере возможности, устранять эти влияния. Составителю кадастра следует также составлять, если это позволяют ресурсы, национальные энергетические балансы, выраженные в единицах энергии, и энергетические балансы преобразующих топливо предприятий. Следует проверять временные ряды статистических расхождений, а значения теплотворной способности следует подвергать перекрестной проверке со значениями по умолчанию, приведенными в главе «Введение». Такие действия будут иметь значения только в случае, если для конкретного вида топлива (например, угля) применяются различные значения теплотворной способности в различных подразделах баланса (таких как производство, импорт, коксовые печи и бытовое использование). Статистические расхождения, которые отличаются в значительной степени по величине или знаку от соответствующих значений массы, являются свидетельством неверных значений теплотворной способности. Составителю кадастра следует подтверждать, что общие поставки углерода в рамках эталонного подхода были откорректированы в соответствии с углеродом в ископаемом топливе из импортированных или экспортированных нетопливных материалов в тех странах, где это, согласно ожиданиям, будет происходить в значительных масштабах. Статистические данные об энергетике следует сравнивать с данными, направляемыми в международные организации, с целью выявления несоответствий. На крупных предприятиях, связанных со сжиганием топлива, в целях соблюдения законодательства о загрязнении, может осуществляться регулярный сбор статистических данных о выбросах и сжигании. Для обеспечения репрезентативности, составитель кадастра может по мере возможности использовать эти собранные на уровне предприятий данные для перекрестной проверки национальных статистических данных об энергетике. В случае использования вторичных данных из национальных организаций составитель кадастра должен обеспечить, чтобы эти организации пользовались надлежащими программами ОК/КК. 	

Таблица 2.17 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)
Процедуры по ОК/КК для СТАЦИОНАРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Деятельность	Расчет выбросов CO ₂ от стационарного сжигания	Расчет выбросов иных, чем CO ₂ газов при стационарном сжигании
Проверка и пересмотр коэффициентов выбросов	<ul style="list-style-type: none"> Составитель кадастра должен также составлять национальные энергетические балансы, выраженные в единицах углерода, и углеродные балансы преобразующих топливо предприятий. Временные ряды статистических расхождений следует проверять. Статистические расхождения, которые отличаются в значительной степени по величине или знаку от соответствующих значений массы, являются свидетельством неверных значений содержания углерода. Системы мониторинга на крупных установках по сжиганию топлива могут быть использованы для проверки коэффициентов выбросов и окисления, которые используются на конкретном предприятии. Некоторые страны оценивают выбросы на основании данных о потреблении топлива и о содержании углерода в топливе. В этом случае, содержание углерода в топливе следует регулярно проверять. 	<ul style="list-style-type: none"> В случае использования конкретных для страны коэффициентов выбросов составитель кадастра должен сравнить их со значениями по умолчанию МГЭИК, объяснить и задокументировать существующие расхождения. Составители кадастров должны сравнить используемые ими коэффициенты выбросов с коэффициентами на местном уровне или на уровне предприятий, в случае наличия соответствующих данных. Такой вид сравнения позволит определить, насколько обоснован и представлен соответствующий национальный коэффициент.
Оценка прямых измерений	<ul style="list-style-type: none"> Составителю кадастра следует оценивать контроль качества, связанный с измерениями потребления топлива на уровне конкретной установки, который используется для расчета конкретных для данного места коэффициентов выбросов и окисления. В случае если будет установлено, что контроль качества данных измерений и анализа, используемых для расчета соответствующего коэффициента, является недостаточным, продолжение использования данного коэффициента может быть под вопросом. 	<ul style="list-style-type: none"> В случае использования данных прямых измерений, составителю кадастра следует установить, проводились ли измерения на местах в соответствии с признанными стандартными методами, включая процедуры ОК/КК. Прямые измерения следует сравнивать с результатами, полученными при использовании коэффициентов МГЭИК по умолчанию.
Улавливание CO₂	<ul style="list-style-type: none"> Улавливание CO₂ следует учитывать только в том случае, если он связан с долговременным хранением. Количество уловленного CO₂ следует сверять с количеством CO₂ в хранилищах. Полученное значение количества уловленного CO₂ не должно превышать количество CO₂ в хранилищах плюс полученные с помощью измерений данные о летучих выбросах. Количество CO₂ в хранилищах должно основываться на измерениях количества инжектированного в хранилище газа. 	Не применяется
Исследования внешними экспертами	<ul style="list-style-type: none"> Составитель кадастра должен провести исследование с привлечением национальных экспертов и других участников из различных областей, имеющих отношение к выбросам из стационарных источников, для работы с такими элементами как: статистика энергетики, эффективность сжигания топлива в различных секторах и на различных видах оборудования, использование топлива и контроль над загрязнением. В развивающихся странах особенно важным является исследование экспертами выбросов от сжигания биомассы. 	

Ссылки

- Alstom Power Inc. (2001). 'Engineering feasibility and economics of CO₂ capture on an existing coal-fired power plant'. Report No. PPL-01-CT-09 to Ohio Dept. of Development, Columbus and US Dept. of Energy/NETL, Pittsburgh.
- Baggott, S.L., Brown, L., Milne, R., Murrells, T.P., Passant, N., Thistlethwaite, G. and Watterson, J.D. (2005). 'UK Greenhouse Gas Inventory, 1990 to 2003 - Annual report for submission under the Framework Convention on Climate Change'. National Environmental Technology Centre (Netcen), AEA Technology plc, Building 551, Harwell, Didcot, Oxon., OX11 0QJ, UK. AEAT report AEAT/ENV/R/1971. ISBN 0-9547136-5-6. The work formed part of the Global Atmosphere Research Programme of the Department for Environment, Food and Rural Affairs.
- Battacharya, S.C., Albina, D.O. and Salam, P. Abdul (2002). 'Emission factors of wood and charcoal-fired cookstoves'. *Biomass and Bioenergy*, **23**: 453-469
- Celik, F., Larson, E.D. and Williams R.H. (2005). 'Transportation fuel from coal with low CO₂ emissions.' Wilson, M., T. Morris, J. Gale and K. Thambimuthu (eds.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume II: Papers, Posters and Panel Discussion, Elsevier Science, Oxford UK (in press).
- CCP (2005). 'Economic and cost analysis for CO₂ capture costs in the CO₂ capture project, Scenarios'. In D.C. Thomas (Ed.), Volume 1 - Capture and separation of carbon dioxide from combustion Sources, Elsevier Science, Oxford, UK.
- Chen, C., Rao, A.B. and Rubin, E.S. (2003). 'Comparative assessment of CO₂ capture options for existing coal-fired power plants.' presented at the Second National Conference on Carbon Sequestration, Alexandria, VA, USA, 5-8 May.
- EPRI (1993). Technical Assessment Guide, Volume 1: Electricity Supply-1993 (Revision 7), Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, June.
- EIA (1999). 'Emissions of greenhouse gases in the United States of America'. (available at <http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/ggrpt>).
- Forest Products Laboratory (2004). Fuel value calculator, USDA Forest Service, Forest Products Laboratory, Pellet Fuels Institute, Madison. (Available at <http://www.fpl.fs.fed.us>)
- Gibbins, J., Crane, R.I., Lambropoulos, D., Booth, C., Roberts, C.A. and Lord (2005). 'Maximising the effectiveness of post-combustion CO₂ capture systems'. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume I: Peer Reviewed Papers and Overviews, E.S. Rubin, D.W. Keith, and C.F. Gilboy (eds.), Elsevier Science, Oxford, UK (in press).
- IEA GHG (2003). 'Potential for improvements in gasification combined cycle power generation with CO₂ capture', Report PH4/19, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- IEA GHG (2004). 'Improvements in power generation with post-combustion capture of CO₂.' Report PH4/33, Nov. 2004, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- Korhonen, S., Fabritius, M. and Hoffren, H. (2001), 'Methane and nitrous oxide emissions in the Finnish energy production.' Fortum publication Tech-4615. 36 pages. (Available at <http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=1354&Item=1691>)
- Kreutz, T., Williams, R., Chiesa, P. and Consonni, S. (2005). 'Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology'. Part B: Economic analysis, *International Journal of Hydrogen Energy*, **30** (7): 769-784.
- Larson, E.D. and Ren, T. (2003). 'Synthetic fuels production by indirect coal liquefaction'. *Energy for Sustainable Development*, VII(4), 79-102.
- Mitretek (2003). 'Hydrogen from coal.' Technical Paper MTR-2003-13, Prepared by D. Gray and G. Tomlinson for the National Energy Technology Laboratory, US DOE, April.
- Monni, S., Syri, S. and Savolainen, I. (2004). 'Uncertainties in the Finnish greenhouse gas emission inventory.' *Environmental Science & Policy*, **7**: 87-98.
- NETL (2002). 'Advanced fossil power systems comparison study.' Final report prepared for NETL by E.L. Parsons (NETL, Morgantown, WV), W.W. Shelton and J.L. Lyons (EG&G Technical Services, Inc., Morgantown, WV), December.

- NRC (2004). 'The hydrogen economy: opportunities, costs, barriers, and R&D needs'. Prepared by the Committee on Alternatives and Strategies for Future Hydrogen Production and Use, Board on Energy and Environmental Systems of the National Research Council, The National Academies Press, Washington, DC.
- Nsakala, N., Liljedahl, G., Marion, J., Bozzuto, C., Andrus H. and Chamberland R. (2003). 'Greenhouse gas emissions control by oxygen firing in circulating fluidised bed boilers.' Presented at the Second Annual National Conference on Carbon Sequestration. Alexandria, VA, May 5-8.
- Parsons Infrastructure & Technology Group, Inc. (2002). 'Updated cost and performance estimates for fossil fuel power plants with CO₂ removal.' Report under Contract No. DE-AM26-99FT40465 to U.S.DOE/NETL, Pittsburgh, PA, and EPRI, Palo Alto, CA., December.
- Pulles, T., and Heslinga, D. (2004). 'On the variability of air pollutant emissions from gas-fired industrial combustion plants.' *Atmospheric Environment*, 38(23): 3829 - 3840.
- Rao, A.B. and Rubin, E.S. (2002). 'A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control'. *Environmental Science and Technology*, 36: 4467-4475.
- Radian Corporation (1990). 'Emissions and cost estimates for globally significant anthropogenic combustion sources of NO_x, N₂O, CH₄, CO, and CO₂.' Prepared for the Office of Research and Development, US Environmental Protection Agency, Washington, D.C., USA.
- Rubin, E.S., Rao, A.B. and Chen, C. (2005). 'Comparative assessments of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage.' Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-Reviewed Papers and Overviews, E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (eds.), Elsevier Science, Oxford, UK (in press).
- Rypdal, K. (1999). 'An evaluation of the uncertainties in the national greenhouse gas inventory.' SFT Report 99:01. Norwegian Pollution Control Authority, Oslo, Norway
- Rypdal, K. and Winiwarer, W. (2001). 'Uncertainties in greenhouse gas emission inventories - evaluation, comparability and implications.' *Environmental Science & Policy*, 4: 107-116.
- Simbeck, D. (2002). 'New power plant CO₂ mitigation costs.' SFA Pacific, Inc., Mountain View, CA.
- Singh, D., Croiset, E. Douglas, P.L. and Douglas, M.A. (2003). 'Techno-economic study of CO₂ capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O₂/CO₂ recycle combustion.' *Energy Conversion and Management*, 44: 3073-3091.
- Smith K.R., Rasmussen, R.A., Manegdeg, F. and Apte, M. (1992). 'Greenhouse gases from small-scale combustion in developing countries: A Pilot Study in Manila.' EPA/600/R-92-005, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park.
- Smith K.R., M.A.K. Khalil, R.A. Rasmussen, M. Apte and F. Manegdeg (1993). 'Greenhouse gases from biomass fossil Fuels stoves in developing countries: a Manila Pilot Study.' *Chemosphere*, 26(1-4): 479-505.
- Smith, K.R., Uma, R., Kishore, V.V.N, Lata, K., Joshi, V., Zhang, J., Rasmussen, R.A. and Khalil, M.A.K. (2000). 'Greenhouse gases from small-scale combustion devices in developing countries, Phase IIa: Household Stoves in India.' U.S. EPA/600/R-00-052, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park.
- Thambimuthu, K., Soltanieh, M., Abanades, J.C., Allam, R., Bolland, O., Davison, J., Feron, P., Goede, F., Herrera, A., Iijima, M., Jansen, D., Leites, I., Mathieu, P., Rubin, E., Simbeck, D., Warmuzinski, K., Wilkinson, M., and Williams, R. (2005). Capture. In: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Tsupari, E., Tormonen, K., Monni, S., Vahlman, T., Kolsi, A. and Linna, V. (2006). Emission factors for nitrous oxide (N₂O) and methane (CH₄) from Finnish power and heating plants and small-scale combustion. VTT, Espoo, Finland. VTT Working Papers 43. (In Finnish with English summary). See website: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/W43.pdf>
- U.S. EPA (2005a), Plain English Guide to the Part 75 Rule, U.S. Environmental Protection Agency, Clear Air Markets Division, Washington, DC.
Available at: http://www.epa.gov/airmarkets/monitoring/plain_english_guide_part75_rule.pdf

U.S. EPA (2005b). Air CHIEF, Version 12, EPA 454/C-05-001, U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Washington, DC.

Available at: <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html>

van Amstel, A., Olivier, J.G.J., Ruysenaars, P. (Eds.) (2000). 'Monitoring of greenhouse gases in the Netherlands: Uncertainty and Priorities for improvement' Proceedings of a National Workshop, Bilthoven, The Netherlands, 1 September 1999. WIMEK:RIVM report 773201 003, July

Winiwarter, W. and Rypdal, K. (2001). 'Assessing the uncertainty associated with a national greenhouse gas emission inventory: a case study for Austria.' *Atmospheric Environment*, 35: 5425-5440

Zhang, J., Smith, K.R., Ma, Y., Ye, S., Jiang, F., Qi, W., Liu, P., Khalil, M.A.K., Rasmussen, R.A. and Thorneloe, S.A. (2000). 'Greenhouse gases and other airborne pollutants from household stoves in China: A database for emission factors.' *Atmospheric Environment*, 34: 4537-4549.