

# **CHAPITRE 2**

---

## **COMBUSTION STATIONNAIRE**

## **Auteurs**

Darío R. Gómez (Argentine) et John D. Watterson (Royaume-Uni)

Branca B. Americano (Brésil), Chia Ha (Canada), Gregg Marland (États-Unis), Emmanuel Matsika (Zambie), Lemmy Nenge Namayanga (Zambie), Balgis Osman-Elasha (Soudan), John D. Kalenga Saka (Malawi), et Karen Treanton (AIE)

## **Contributeurs**

Roberta Quadrelli (AIE)

## Table des matières

2 Combustion stationnaire	
2.1 Aperçu .....	2.6
2.2 Description des sources .....	2.6
2.3 Questions méthodologiques .....	2.12
2.3.1 Choix de la méthode .....	2.12
2.3.1.1 Approche de Niveau 1 .....	2.12
2.3.1.2 Approche de Niveau 2 .....	2.13
2.3.1.3 Approche de Niveau 3 .....	2.13
2.3.1.4 Diagrammes décisionnels .....	2.15
2.3.2 Choix des facteurs d'émission .....	2.15
2.3.2.1 Niveau 1 .....	2.16
2.3.2.2 Facteurs d'émission spécifiques au pays de Niveau 2 .....	2.26
2.3.2.3 facteurs d'émission spécifiques a la technologie de Niveau 3 .....	2.26
2.3.3 Choix des données sur les activités .....	2.26
2.3.3.1 Niveau 1 et Niveau 2 .....	2.32
2.3.3.2 Niveau 3 .....	2.36
2.3.3.3 Éviter le double comptage des données sur les activités avec les autres secteurs .....	2.36
2.3.3.4 Traitement de la biomasse .....	2.37
2.3.4 Capture du dioxyde de carbone .....	2.37
2.3.5 Exhaustivité .....	2.41
2.3.6 Développement d'une série temporelle cohérente et recalculs .....	2.42
2.4 Évaluation des incertitudes .....	2.42
2.4.1 Incertitudes relatives aux facteurs d'émission .....	2.42
2.4.2 Incertitudes des données sur les activités .....	2.45
2.5 Assurance de la qualité / contrôle de la qualité (AQ/CQ) .....	2.46
2.5.1 Établissement de rapports et documentation .....	2.46
2.6 Feuilles de travail .....	2.47
Références .....	2.51

## Équations

Équation 2.1	Émissions de gaz à effet de serre imputables à la combustion stationnaire.....	2.13
Équation 2.2	Émissions totales par gaz à effet de serre.....	2.13
Équation 2.3	Émissions de gaz à effet de serre par technologie.....	2.14
Équation 2.4	Estimations de la consommation de combustible sur base de la pénétration technologique .	2.14
Équation 2.5	Estimation des émissions basée sur la technologie.....	2.14
Equation 2.6	Rendement de capture du CO <sub>2</sub> .....	2.39
Equation 2.7	Traitement de la capture du CO <sub>2</sub> .....	2.41

## Figures

Figure 2.1	Diagramme décisionnel généralisé pour l'estimation des émissions imputables à la combustion stationnaire.....	2.17
Figure 2.2	Utilisation de combustibles par les centrales électriques et les centrales de production de chaleur pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur utile.....	2.34
Figure 2.3	Utilisation de l'énergie par la raffinerie pour transformer le pétrole brut en produits pétroliers..	2.34
Figure 2.4	Utilisation des combustibles comme source d'énergie dans les industries manufacturières pour convertir les matières brutes en produits. ....	2.35
Figure 2.5	Systèmes de capture du CO <sub>2</sub> des sources de combustion stationnaire.....	2.38
Figure 2.6	Flux de carbone entrant et sortant de la frontière du système pour un système de capture du CO <sub>2</sub> associé aux procédés de combustion stationnaire.....	2.39

## Tableaux

Tableau 2.1	Distribution détaillée du secteur pour la combustion stationnaire.....	2.8
Tableau 2.2	Facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire dans les industries énergétiques (kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette).....	2.18
Tableau 2.3	Facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire dans les industries manufacturières et la construction (kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette).....	2.20
Tableau 2.4	Facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire dans les catégories commerciales/institutionnelles (kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette).....	2.22
Tableau 2.5	Facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire dans les catégories résidentielles et de l'agriculture/foresterie/pêche/pisciculture (kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette).....	2.24
Tableau 2.6	Facteurs d'émission de sources d'utilité.....	2.27
Tableau 2.7	Facteurs d'émission de sources industrielles.....	2.28

Tableau 2.8	Facteurs d'émission de fours de calcination, fours et sécheurs .....	2.29
Tableau 2.9	Facteurs d'émissions de sources résidentielles.....	2.31
Tableau 2.10	Facteurs d'émission de sources commerciales/institutionnelles.....	2.32
Tableau 2.11	Rendements de capture du CO <sub>2</sub> typiques pour les systèmes de post et de précombustion ....	2.40
Tableau 2.12	Estimations d'incertitudes par défaut pour les facteurs d'émission imputables à la combustion stationnaire.....	2.43
Tableau 2.13	Résumé de l'évaluation de l'incertitude liée aux facteurs d'émission de CO <sub>2</sub> pour les sources de combustion stationnaire d'une sélection de pays.....	2.44
Tableau 2.14	Résumé de l'évaluation de l'incertitude liée aux facteurs d'émission de CH <sub>4</sub> et N <sub>2</sub> O pour les sources de combustion stationnaire d'une sélection de pays .....	2.45
Tableau 2.15	Niveau d'incertitudes pour les données sur les activités relatives à la combustion stationnaire .....	2.46
Tableau 2.16	Liste des catégories de source pour la combustion stationnaire.....	2.48
Tableau 2.17	Procédures AQ/CQ pour les sources stationnaires .....	2.49

## Encadré

Encadré 2.1	Autoproducteurs .....	2.12
-------------	-----------------------	------

## 2 COMBUSTION STATIONNAIRE

### 2.1 APERÇU

Le présent chapitre décrit les méthodes et les données nécessaires pour estimer les émissions imputables à la combustion stationnaire, ainsi que les catégories dans lesquelles ces émissions doivent être rapportées. Les méthodes proposées pour l'approche sectorielle sont réparties en trois niveaux sur base de :

- Niveau 1 : la combustion de carburant sur base des statistiques nationales sur l'énergie et des facteurs d'émission par défaut ;
- Niveau 2 : la combustion de carburant sur base des statistiques nationales sur l'énergie, ainsi que des facteurs d'émission spécifiques au pays obtenus, si possible, en fonction des caractéristiques nationales des combustibles ;
- Niveau 3 : les statistiques sur les combustibles et les données relatives aux technologies de combustion appliquées simultanément avec des facteurs d'émission spécifiques à la technologie. Ceci inclut l'utilisation de modèles et de données sur les émissions au niveau des installations, lorsque celles-ci sont disponibles.

Le présent chapitre présente des facteurs d'émission par défaut de Niveau 1 pour toutes les catégories de source et tous les combustibles. La base de données des facteurs d'émission du GIEC<sup>1</sup> peut être consultée pour trouver des informations appropriées au contexte national, bien que l'utilisation correcte des informations de la base de données soit de la responsabilité des organismes chargés des inventaires de gaz à effet de serre.

Le présent chapitre couvre des éléments présentés précédemment dans le chapitre « Énergie » du rapport *GPG2000*. L'organisation des *Lignes directrices 2006 du GIEC* est différente de celle des *Lignes directrices 1996 du GIEC* et du *GPG2000*. Les changements concernant les informations relatives à la combustion stationnaire sont résumés ci-dessous.

*Contenu :*

- Un tableau détaillant les secteurs couverts par le présent chapitre et sous quels codes de source du GIEC les émissions doivent être rapportées est inclus.
- Certains facteurs d'émission ont été revus, et quelques nouveaux facteurs ont également été ajoutés. Les tableaux contenant les facteurs d'émission identifient les facteurs nouveaux et les facteurs revus depuis les *Lignes directrices 1996 du GIEC* et le *GPG2000*.
- Le facteur d'oxydation par défaut est présumé être 1, à moins que de meilleures informations ne soient disponibles.
- Dans la méthode sectorielle de Niveau 1, le facteur d'oxydation est inclus avec le facteur d'émission, ce qui simplifie la feuille de travail.
- Se basant sur le *GPG2000*, le présent chapitre inclut de nombreuses informations sur l'évaluation des incertitudes à la fois des données sur les activités et des facteurs d'émission.
- Certaines définitions ont été modifiées ou affinées.
- Une nouvelle section sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone a été ajoutée.

*Structure :*

- La méthodologie utilisée pour l'estimation des émissions est à présent sous-divisée en sections plus petites pour chaque Niveau.
- Les tableaux ont été conçus pour, si possible, présenter les facteurs d'émission pour le CO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O ensemble.

### 2.2 DESCRIPTION DES SOURCES

Dans l'approche sectorielle, les émissions imputables à la combustion stationnaire sont spécifiées pour un certain nombre d'activités sociétales et économiques, définies dans le Secteur 1A du GIEC, Activités de combustion de carburant (voir Tableau 2.1). Une distinction est faite entre la combustion stationnaire dans les industries

---

<sup>1</sup> Disponible sur <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/efdb/main.php>

énergétiques (1.A.1), les industries manufacturières et la construction (1.A.2) et les autres secteurs (1.A.4). Bien que toute la combustion stationnaire doive être incluse dans ces divers sous-secteurs, une catégorie supplémentaire est disponible (1.A.5) pour toutes les émissions qui ne peuvent être attribuées à aucune des autres sous-catégories. Le Tableau 2.1 indique également les catégories de source mobiles des catégories 1.A.4 et 1.A.5 qui sont abordées dans le Chapitre 3 du présent volume.

<b>TABEAU 2.1</b>				
<b>DISTRIBUTION DÉTAILLÉE DU SECTEUR POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE <sup>2</sup></b>				
<b>Numéro de code et dénomination</b>		<b>Définitions</b>		
<b>1 ÉNERGIE</b>		Toutes les émissions de gaz à effet de serre résultant de la combustion et des rejets fugitifs de combustibles. Les émissions imputables aux utilisations non énergétiques de combustibles ne sont généralement pas incluses ici mais rapportées dans le secteur Procédés industriels et utilisation des produits.		
<b>1.A Activités de combustion de carburant</b>		Émissions dues à l'oxydation intentionnelle de matières dans un appareil conçu pour faire augmenter la chaleur et la fournir sous forme de chaleur ou d'un travail mécanique à un procédé, ou destinée à un usage en dehors de l'appareil.		
1 A 1	<i>Industries énergétiques</i>		Comprend les émissions dues aux combustibles brûlés par l'extraction du combustible ou des industries produisant de l'énergie.	
1 A 1	a	Production d'électricité et de chaleur du secteur public	Somme des émissions imputables à la production d'électricité pour le secteur public, la production combinée de chaleur et d'électricité, et aux centrales de production de chaleur. Les producteurs du secteur public (anciennement connus sous l'appellation « entreprises de service public ») sont définis comme les entreprises dont l'activité principale est de fournir le public. Elles peuvent être en propriété publique ou privée. Les émissions provenant de l'utilisation propre de combustibles sur site doivent être incluses.  Les émissions imputables aux autoproducteurs (entreprises qui produisent de l'électricité/de la chaleur entièrement ou partiellement pour leur propre utilisation, et ce pour soutenir leur activité principale) doivent être affectées au secteur où elles ont été générées et non sous 1 A 1 a. Les autoproducteurs peuvent être en propriété publique ou privée.	
1 A 1	a	i	<i>Production d'électricité</i>	Inclut les émissions imputables à toute utilisation de combustibles pour la production d'électricité par les producteurs du service public, excepté les émissions imputables aux centrales électrocalogènes (production combinée de chaleur et d'électricité).
1 A 1	a	ii	<i>Production combinée de chaleur et d'électricité</i>	Émissions dues à la production de chaleur et de puissance électrique par les producteurs du service public destinées à la vente au public, dans une installation unique de production combinée de chaleur et d'électricité.
		iii	<i>Centrales de production de chaleur</i>	Production de chaleur par les producteurs du service public à des fins de vente par réseau de canalisations.
1 A 1	b	Raffinage du pétrole	Toutes les activités de combustion nécessaires pour soutenir le raffinage de produits pétroliers y compris la combustion sur site pour la production d'électricité et de chaleur pour usage propre. N'inclut pas les émissions évaporatives qui ont lieu à la raffinerie. Ces émissions doivent être rapportées séparément sous 1 B 2 a.	

<sup>2</sup>

Les méthodes pour les sources mobiles qui ont lieu dans les sous-catégories 1A4 et 1A5 sont traitées au Chapitre 3 et les émissions sont rapportées dans « Combustion stationnaire ».



<b>TABLEAU 2.1 (SUITE)</b>				
<b>DISTRIBUTION DETAILLÉE DU SECTEUR POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE <sup>3</sup></b>				
<b>Numéro de code et dénomination</b>			<b>Définitions</b>	
1 A 1	c	Transformation des combustibles solides et autres industries de l'énergie		Les émissions liées à la combustion imputables à l'utilisation de combustibles pour la transformation de produits secondaires et tertiaires à partir de combustibles solides, y compris la production de charbon de bois. Inclut les émissions imputables à l'utilisation propre de combustibles sur site, ainsi que la combustion pour la production d'électricité et de chaleur pour utilisation propre dans ces industries.
1 A 1	c	i	<i>Transformation des combustibles solides</i>	Émissions imputables à la combustion de combustibles pour la production de coke, de briquettes de lignite et d'agglomérés.
1 A 1	c	ii	<i>Autres industries énergétiques</i>	Les émissions liées à la combustion provenant de l'utilisation d'énergie propre (sur site) par les industries produisant de l'énergie non rapportées ci-dessus ou pour lesquelles des données séparées ne sont pas disponibles. Inclut les émissions provenant de l'utilisation d'énergie propre pour la production de charbon de bois, de bagasse, de sciure, de coton, de la carbonisation de biocombustibles ainsi que des combustibles utilisés pour l'extraction du charbon, du pétrole et du gaz et le traitement et la valorisation du gaz naturel. Cette catégorie inclut également les émissions provenant du traitement précombustion pour la capture et le stockage du CO <sub>2</sub> . Les émissions liées à la combustion provenant du transport par pipeline doivent être rapportées dans la catégorie 1 A 3 e.
1 A 2	<i>Industries manufacturières et construction</i>			Émissions imputables à la combustion de carburant dans l'industrie. Inclut également la combustion pour la production d'électricité et de chaleur pour utilisation propre dans ces industries. Les émissions imputables à la combustion de carburant dans les fours à coke dans l'industrie sidérurgique doivent être rapportées sous 1 A 1 c et non dans l'industrie manufacturière. Les émissions imputables au secteur de l'énergie doivent être spécifiées par sous-catégories qui correspondent à la Classification industrielle internationale normalisée de toutes les activités économiques (CITI). L'énergie utilisée pour le transport par l'industrie ne doit pas être rapportée ici mais dans la catégorie Transport (1 A 3). Les émissions imputables aux machines en service hors route et autres machines mobiles dans l'industrie doivent, si possible, être séparées en une sous-catégorie distincte. Pour chaque pays, les émissions imputables aux catégories industrielles les plus consommatrices de carburant de la CITI doivent être rapportées, de même que celles des émetteurs importants de polluants. Une suggestion de catégories est présentée ci-dessous.
1 A 2	a	Sidérurgie		Groupe 271 et Classe 2731 de la CITI.
1 A 2	b	Métaux non ferreux		Groupe 272 et Classe 2732 de la CITI.
1 A 2	c	Produits chimiques		Division 24 de la CITI.
1 A 2	d	Papier, pâte à papier et imprimerie		Divisions 21 et 22 de la CITI.
1 A 2	e	Produits alimentaires, boissons et tabac		Divisions 15 et 16 de la CITI.

<sup>3</sup> Les méthodes pour les sources mobiles qui ont lieu dans les sous-catégories 1A4 et 1A5 sont traitées au Chapitre 3 et les émissions sont rapportées dans la combustion stationnaire.

<b>TABLEAU 2.1 (SUITE)</b>				
<b>DISTRIBUTION DÉTAILLÉE DU SECTEUR POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE <sup>4</sup></b>				
<b>Numéro de code et dénomination</b>			<b>Définitions</b>	
1 A 2	f	Produits minéraux non métalliques	Y compris des produits tels que verre, céramique, ciment, etc. ; Division 26 de la CITI	
1 A 2	g	Équipement de transport	Divisions 34 et 35 de la CITI.	
1 A 2	h	Machinerie	Y compris des ouvrages en métaux, machines et équipements autres que l'équipement de transport ; Divisions 28, 29, 30, 31 et 32 de la CITI.	
1 A 2	i	Industries extractives (à l'exclusion de l'extraction de combustibles)	Divisions 13 et 14 de la CITI.	
1 A 2	j	Bois et produits ligneux	Division 20 de la CITI	
1 A 2	k	Construction	Division 45 de la CITI	
1 A 2	l	Textiles et cuir	Divisions 17, 18 et 19 de la CITI	
1 A 2	m	Industrie non spécifiée	Toute industrie manufacturière/de la construction non incluse précédemment ou pour lequel des données séparées ne sont pas disponibles. Divisions 25, 33, 36 et 37 de la CITI	
1 A 4	<i>Autres secteurs</i>		Émissions imputables aux activités de combustion telles que décrites ci-dessous, y compris la combustion pour produire de l'électricité et de la chaleur pour utilisation propre dans ces secteurs.	
1 A 4	a	Secteur commercial et institutionnel	Émissions imputables à la combustion de carburant dans les bâtiments commerciaux et institutionnels ; toutes les activités incluses dans les divisions 41, 51, 52, 55, 63-67, 70-75, 80, 85, 90-93 et 99 de la CITI.	
1 A 4	b	Secteur résidentiel	Toutes les émissions imputables à la combustion de carburant dans les ménages.	
1 A 4	c	Agriculture/foresterie/pêche/pisciculture	Émissions imputables à la combustion de carburant dans l'agriculture, la foresterie, la pêche et les industries de la pêche telles que la pisciculture. Activités incluses dans les Divisions 01, 02 et 05 de la CITI. Le transport agricole sur la voie publique est exclu.	
1 A 4	c	<i>i</i>	<i>Sources fixes</i>	Émissions imputables aux combustibles brûlés dans les pompes, le séchage du grain, les serres horticoles et autre combustion dans le secteur de l'agriculture ou la foresterie ou la combustion stationnaire en pisciculture.
1 A 4	c	<i>ii</i>	<i>Véhicules extra-routiers et autres machines</i>	Émissions imputables aux combustibles brûlés dans les véhicules de tractage sur les exploitations et dans les forêts.
1 A 4	c	<i>iii</i>	<i>Pêche (combustion mobile)</i>	Émissions imputables aux combustibles utilisés dans la pêche continentale, la pêche côtière et la pêche hauturière. La pêche doit couvrir les navires de tout pavillon qui se sont ravitaillés en carburant dans le pays (y compris la pêche internationale).

<sup>4</sup> Les méthodes pour les sources mobiles qui ont lieu dans les sous-catégories 1A4 et 1A5 sont traitées au Chapitre 3 et les émissions sont rapportées dans la combustion stationnaire.

<b>TABLEAU 2.1 (SUITE)</b>			
<b>DISTRIBUTION DETAILLÉE DU SECTEUR POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE <sup>5</sup></b>			
<b>Numéro de code et dénomination</b>		<b>Définitions</b>	
1 A 5	<i>Non spécifié</i>		Toutes les autres émissions imputables à la combustion de carburant non spécifiées dans une autre catégorie. Inclut les émissions imputables au carburant livré aux forces armées dans le pays et livré aux forces armées d'autres pays qui ne sont pas engagées dans des opérations multilatérales.
1 A 5	a	Sources fixes	
1 A 5	b	Sources mobiles	
1 A 5	b	<i>i</i>	<i>Sources mobiles (composants de l'aviation)</i>
1 A 5	b	<i>ii</i>	<i>Sources mobiles (composants de la navigation)</i>
1 A 5	b	<i>iii</i>	<i>Sources mobiles (autres)</i>
Opérations multilatérales (Éléments pour information)			Émissions imputables aux combustibles utilisés dans le cadre d'opérations multilatérales conformément à la Charte des Nations Unies, y compris les émissions imputables aux combustibles livrés aux forces armées dans le pays et aux forces armées d'autres pays.

La catégorie « Industries manufacturières et construction » a été sous-divisée à l'aide de la classification industrielle internationale normalisée<sup>6</sup>. Cette classification industrielle est souvent utilisée dans les statistiques énergétiques. Dans ce tableau, un certain nombre de secteurs industriels ont été ajoutés dans la catégorie « Industries manufacturières et construction » afin de mieux s'aligner sur les définitions de la CITI et sur les pratiques courantes dans les statistiques sur l'énergie.

Les émissions imputables aux autoproducteurs (entreprises publiques ou privées qui produisent de l'électricité/de la chaleur entièrement ou partiellement pour leur utilisation propre, et ce en soutien de leur activité principale, voir Encadré 2.1) doivent être attribuées au secteur où elles ont été produites et non sous 1A1a.

<sup>5</sup> Les méthodes pour les sources mobiles qui ont lieu dans les sous-catégories 1A4 et 1A5 sont traitées au Chapitre 3 et les émissions sont rapportées dans la combustion stationnaire.

<sup>6</sup> International Standard Industrial Classification of all Economic Activities, United Nations, New York. La publication peut être téléchargée gratuitement depuis le site <http://unstats.un.org/unsd/cr/>.

**ENCADRE 2.1**  
**AUTOPRODUCTEURS**

Un autoproducteur d'électricité et/ou de chaleur est une entreprise qui, en tant qu'activité contribuant à leur activité principale, produit de l'électricité et/ou de la chaleur pour son utilisation propre ou destinée à la vente, mais dont ce n'est pas l'activité principale. Il convient de les distinguer des producteurs dont l'activité principale est de produire et vendre de l'électricité et/ou de la chaleur. Les producteurs dont c'est l'activité principale étaient auparavant appelés fournisseurs « publics » d'électricité et de chaleur bien que, comme les autoproducteurs, ces entreprises peuvent être publiques ou privées. Veuillez noter que la propriété n'est pas déterminante pour l'attribution des émissions.

Les *Lignes directrices 2006 du GIEC* suivent les Lignes directrices 1996 du GIEC en ce qui concerne l'attribution des émissions imputables à l'autoproduction aux branches industrielles ou commerciales dans lesquelles l'activité de production a lieu, plutôt que dans la catégorie 1 A 1 a. La catégorie 1 A 1a est réservée aux producteurs dont c'est l'activité principale.

Étant donné la complexité des activités dans les usines et des rapports entre elles, la séparation peut ne pas toujours être claire entre les autoproducteurs et les producteurs dont c'est l'activité principale. Le plus important est que toutes les installations soient prises en compte dans la catégorie la plus appropriée et de manière complète et cohérente.

## 2.3 QUESTIONS MÉTHODOLOGIQUES

Cette section explique comment choisir une approche et présente un récapitulatif des données sur les activités et des facteurs d'émission qui seront utiles à l'organisme chargé de l'inventaire. Ces sections sont sous-divisées en Niveaux, ainsi que présenté dans les orientations générales du Volume 1. Les sections relatives au Niveau 1 présentent les étapes nécessaires aux méthodes de calcul les plus simples, ou les méthodes qui nécessitent le moins de données. Ces méthodes donnent normalement les estimations des émissions les moins exactes. Les approches de Niveau 2 et de Niveau 3 exigent des ressources et des données plus détaillées (temps, expertise et données spécifiques au pays) pour estimer les émissions. Si elles sont correctement appliquées, les méthodes de niveau supérieur devraient être plus exactes.

### 2.3.1 Choix de la méthode

En général, les émissions de chaque gaz à effet de serre imputables aux sources stationnaires sont calculées en multipliant la consommation de combustibles par le facteur d'émission correspondant. Dans l'approche sectorielle, la « consommation de combustibles » est estimée sur base des statistiques sur l'utilisation d'énergie et est mesurée en térajoules. Les données sur la consommation de combustibles en unités de masse ou de volume doivent tout d'abord être converties sur base du contenu énergétique de ces combustibles. Tous les niveaux décrits ci-dessous utilisent la quantité de combustible brûlé comme donnée sur les activités. La Section 1.4.1.2 de l'introduction contient des informations permettant de trouver et d'appliquer des données statistiques sur l'énergie. Différents niveaux peuvent être appliqués pour différents combustibles et gaz, conformément aux besoins de l'analyse des *catégories de source clés* et en évitant le double comptage (voir également le diagramme décisionnel général à la Section 1.3.1.2).

#### 2.3.1.1 Approche de Niveau 1

Pour une estimation des émissions de Niveau 1, les données suivantes sont nécessaires pour chaque catégorie de source et chaque combustible :

- Données sur la quantité de combustible brûlé dans la catégorie de source
- Un facteur d'émission par défaut

Les facteurs d'émission proviennent des valeurs par défaut fournies avec la plage d'incertitude associée à la Section 2.3.2.1. L'équation suivante est utilisée :

**ÉQUATION 2.1****ÉMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE IMPUTABLES A LA COMBUSTION STATIONNAIRE**

$$Emissions_{GES,comb.} = Consommation_{combustible,comb.} \bullet Facteur\ d'\acute{e}mission_{GES,comb.}$$

Où :

Émissions <sub>GES,comb.</sub>	=	émissions d'un gaz à effet de serre donné par type de combustible (kg GES)
Consommation combustible <sub>comb.</sub>	=	quantité de combustible brûlé (TJ)
Facteur d'émission <sub>GES,comb.</sub>	=	facteur d'émission par défaut d'un GES donné par type de combustible (kg gaz/TJ). Pour le CO <sub>2</sub> , il inclut le facteur d'oxydation du carbone, estimé être 1.

Pour calculer les émissions totales par gaz imputables à la catégorie de source, les émissions telles que calculées à l'Équation 2.1 sont additionnées pour tous combustibles :

**ÉQUATION 2.2****ÉMISSIONS TOTALES PAR GAZ A EFFET DE SERRE**

$$Emissions_{GES} = \sum_{combustibles} Emissions_{GES,combustible}$$

**2.3.1.2 Approche de Niveau 2**

L'approche de Niveau 2 nécessite les données suivantes :

- Données sur la quantité de combustible brûlé dans la catégorie de source ;
- Un facteur d'émission spécifique au pays pour la catégorie de source et le combustible pour chaque gaz.

Dans le Niveau 2, les facteurs d'émission par défaut du Niveau 1 de l'Équation 2.1 sont remplacés par des facteurs d'émission spécifiques au pays. Les facteurs d'émission spécifiques au pays peuvent être développés en prenant en compte des données spécifiques au pays, par exemple la teneur en carbone des combustibles utilisés, les facteurs d'oxydation du carbone, la qualité du combustible et (pour les gaz autres que le CO<sub>2</sub> en particulier) l'état du développement technologique. Les facteurs d'émission peuvent changer dans le temps et, pour les combustibles solides, doivent prendre en compte la quantité de carbone retenue dans les cendres, qui peut également changer dans le temps. Les *bonnes pratiques* recommandent de comparer tout facteur d'émission spécifique au pays avec les facteurs d'émission par défaut indiqués dans les Tableaux 2.2 à 2.5. Si ces facteurs d'émission spécifiques au pays sortent des intervalles de confiance de 95 %, donnés pour les valeurs par défaut, il faut chercher et fournir une explication sur la différence importante entre la valeur et la valeur par défaut.

Un facteur d'émission spécifique au pays peut être identique ou non au facteur d'émission par défaut. Étant donné que la valeur spécifique au pays doit être plus appropriée au contexte national, la plage d'incertitude associée à la valeur spécifique au pays devrait être moindre que la plage d'incertitude du facteur d'émission par défaut. Ceci devrait signifier qu'une estimation de Niveau 2 donne une estimation des émissions présentant une incertitude plus faible qu'une estimation de Niveau 1.

Les émissions peuvent également être estimées comme le produit de la consommation de combustible sur base de la masse ou du volume et un facteur d'émission peut être exprimé sur une base compatible. Par exemple, l'utilisation de données sur les activités exprimées en unités de masse est pertinente lorsque l'approche de Niveau 2 décrite au Chapitre 5 du Volume 5 est utilisée alternativement pour estimer les émissions qui se produisent lors de l'incinération des déchets à des fins énergétiques.

**2.3.1.3 APPROCHE DE NIVEAU 3**

Les approches d'estimation des émissions de Niveau 1 et de Niveau 2 décrites dans les sections précédentes ont recours à un facteur d'émission moyen pour une catégorie de source et la combinaison de combustibles dans la catégorie de source. En réalité, les émissions dépendent des facteurs suivants :

- Le type de combustible utilisé,
- La technologie de combustion,

- Les conditions d'exploitation,
- La technologie de contrôle,
- La qualité de l'entretien,
- L'âge de l'équipement utilisé pour brûler le combustible.

Dans une approche de Niveau 3, ceci est pris en compte en divisant les statistiques sur la combustion de carburant entre les différentes possibilités et en utilisant des facteurs d'émission dépendants de ces différences. Dans l'Équation 2.3, ceci est traduit par des variables et des paramètres dépendants de la technologie. Par technologie, on entend ici tout dispositif, procédé de combustion ou propriété du combustible qui peut influencer les émissions.

**ÉQUATION 2.3**

**ÉMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE PAR TECHNOLOGIE**

$$Emissions_{GES,comb.,technologie} = Consommation_{comb.,technologie} \bullet Facteur\ d'\acute{e}mission_{GES,comb.,technologie}$$

Où :

- Émissions<sub>GES, comb., technologie</sub> (kg GES) = émissions d'un GES donné par type de combustible et de technologie (kg GES)
- Consommation comb.<sub>comb., technologie</sub> = quantité<sup>7</sup> de combustible brûlé par type de technologie (TJ)
- Facteur d'émission<sub>GES, comb., technologie</sub> = facteur d'émission d'un GES donné par combustible et par type de technologie (kg GES/TJ)

Lorsque la quantité de combustible brûlé pour une technologie particulière n'est pas directement connue, on peut l'estimer au moyen de modèles. Par exemple, un modèle simple pour ceci est basé sur la pénétration de la technologie dans la catégorie de source.

**ÉQUATION 2.4**

**ESTIMATIONS DE LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE SUR BASE DE LA PENETRATION TECHNOLOGIQUE**

$$Consommation\ comb_{comb.,technologie} = Consommation\ comb_{comb.} \bullet P\acute{e}n\acute{e}tration_{technologie}$$

Où :

- Pénétration<sub>technologie</sub> = la fraction de la catégorie de source entière occupée par une technologie donnée. Cette fraction peut être déterminée sur base de données de sortie telles que l'électricité produite, ce qui assurerait une attribution appropriée des émissions sur base de l'utilisation des différentes technologies.

Pour calculer les émissions d'un gaz pour une catégorie de source, les résultats de l'Équation 2.3 doivent être additionnés pour toutes les technologies appliquées à la catégorie de source.

**ÉQUATION 2.5**

**ESTIMATION DES EMISSIONS BASEE SUR LA TECHNOLOGIE**

$$Emissions_{GES,comb.} = \sum_{technologies} Consommation\ comb_{comb.,technologie} \bullet Facteur\ d'\acute{e}mission_{GES,comb.,technologie}$$

Le total des émissions est de nouveau calculé en additionnant les résultats pour tous les combustibles (Equation 2.2).

Une estimation des émissions de Niveau 3 nécessite :

- Des données sur la quantité de combustible brûlée dans la catégorie de source pour chaque technologie pertinente (type de combustible utilisé, technologie de combustion, conditions d'exploitation, technologie de contrôle et entretien et âge de l'équipement).

<sup>7</sup> La consommation de combustible peut être exprimée sur base de la masse ou du volume, les émissions peuvent être estimées comme le produit de la consommation de combustible et un facteur d'émission peut être exprimé sur une base compatible.

- Un facteur d'émission spécifique pour chaque technologie (type de combustible utilisé, technologie de combustion, conditions d'exploitation, technologie de contrôle, facteur d'oxydation, entretien et âge de l'équipement).
- Des mesures au niveau des installations peuvent également être utilisées si elles sont disponibles.

L'utilisation d'une approche de Niveau 3 pour estimer les émissions de CO<sub>2</sub> est rarement nécessaire car les émissions de CO<sub>2</sub> ne dépendent pas de la technologie de combustion. Cependant, des données sur les émissions de CO<sub>2</sub> spécifiques à l'usine sont de plus en plus disponibles et présentent un intérêt croissant étant donné les possibilités d'échange des droits d'émission. Les données spécifiques à l'usine peuvent être basées sur des mesures de débit et la composition chimique de combustible ou sur des mesures de débit et des données sur la composition chimique des gaz de cheminée. Le contrôle continu des émissions de gaz de cheminée ne se justifie généralement pas pour ne mesurer de manière exacte que les émissions de CO<sub>2</sub> (étant donné le coût comparativement élevé) mais peut s'envisager, en particulier lorsque des contrôles sont mis en place pour mesurer d'autres polluants comme le SO<sub>2</sub> ou le NO<sub>x</sub>. Le contrôle continu des émissions est également particulièrement utile pour la combustion des combustibles solides pour lesquels il est plus difficile de mesurer les taux de débit, lorsque les combustibles sont très variables, ou lorsque l'analyse des combustibles s'avère sans cela très onéreuse. Un contrôle rigoureux et continu est nécessaire pour rendre compte des émissions de manière complète. Il convient de faire attention lorsqu'un contrôle continu des émissions dans certaines installations est utilisé mais les données de contrôle ne sont pas disponibles pour une catégorie présentée.

Le contrôle continu des émissions nécessite de prêter attention à l'assurance de la qualité et au contrôle de la qualité. Ceci inclut la certification du système de contrôle, une nouvelle certification après tout changement du système et la garantie d'un fonctionnement continu<sup>8</sup>. Pour les mesures de CO<sub>2</sub>, les données des systèmes de contrôle continu des émissions peuvent être comparées aux estimations des émissions basées sur les débits de combustible.

Si un contrôle détaillé montre que la concentration d'un gaz à effet de serre rejeté d'un procédé de combustion est égale ou inférieure à la concentration du même gaz dans l'air ambiant entrant dans le procédé de combustion, alors les émissions peuvent être indiquées comme nulles. Présenter ces émissions comme des « émissions négatives » nécessiterait un contrôle continu de haute qualité à la fois de l'entrée d'air et des émissions atmosphériques.

### 2.3.1.4 DIAGRAMMES DECISIONNELS

Le niveau utilisé pour estimer les émissions dépendra de la quantité et de la qualité des données disponibles. S'il s'agit d'une catégorie de source clé, les *bonnes pratiques* recommandent d'estimer les émissions au moyen d'une approche de Niveau 2 ou 3. Le diagramme décisionnel (Figure 2.1) ci-dessous facilitera le choix du niveau à utiliser pour estimer les émissions imputables à des sources de combustion stationnaire.

Pour utiliser un diagramme décisionnel correctement, l'organisme chargé de l'inventaire doit entreprendre une étude approfondie des données nationales sur les activités et les données nationales ou régionales sur les facteurs d'émission disponibles, par catégorie de source pertinente. Cette étude doit être réalisée avant la compilation du premier inventaire et les résultats de cette étude doivent être revus régulièrement. Les *bonnes pratiques* recommandent d'améliorer la qualité des données si un calcul initial avec une approche de Niveau 1 indique une *source clé*, ou si une estimation est associée à un niveau élevé d'incertitude. Le diagramme décisionnel et la détermination de la catégorie de *source clé* doivent être appliqués séparément aux émissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O.

### 2.3.2 Choix des facteurs d'émission

Cette section donne des facteurs d'émission par défaut pour le CO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O, et aborde l'apport de facteurs d'émission aux niveaux supérieurs. Pour tous les niveaux, les facteurs d'émission du CO<sub>2</sub> reflètent toute la teneur en carbone du combustible moins toute fraction non oxydée du carbone retenu dans les cendres, les particules ou la suie. Cette fraction étant généralement petite, les facteurs d'émission par défaut de Niveau 1 présentés dans le Chapitre 1 du présent volume n'en tiennent pas compte et supposent une oxydation complète du carbone contenu dans le combustible (facteur d'oxydation du carbone égal à 1). Pour certains combustibles solides, cette fraction ne sera pas nécessairement négligeable, et des estimations de niveau supérieur peuvent être réalisées. Lorsqu'il est avéré que tel est le cas, les *bonnes pratiques* recommandent d'utiliser des valeurs spécifiques au pays, basées sur des mesures ou d'autres données bien documentées. La base de données des

<sup>8</sup> Voir par exemple : U.S. EPA (2005a).

facteurs d'émission (EFDB) présente des facteurs d'émission et d'autres paramètres bien documentés qui peuvent être mieux appropriés au contexte national que les valeurs par défaut, bien que la responsabilité de garantir une application appropriée des informations de la base de données reste celle de l'organisme chargé de l'inventaire.

### **2.3.2.1 NIVEAU 1**

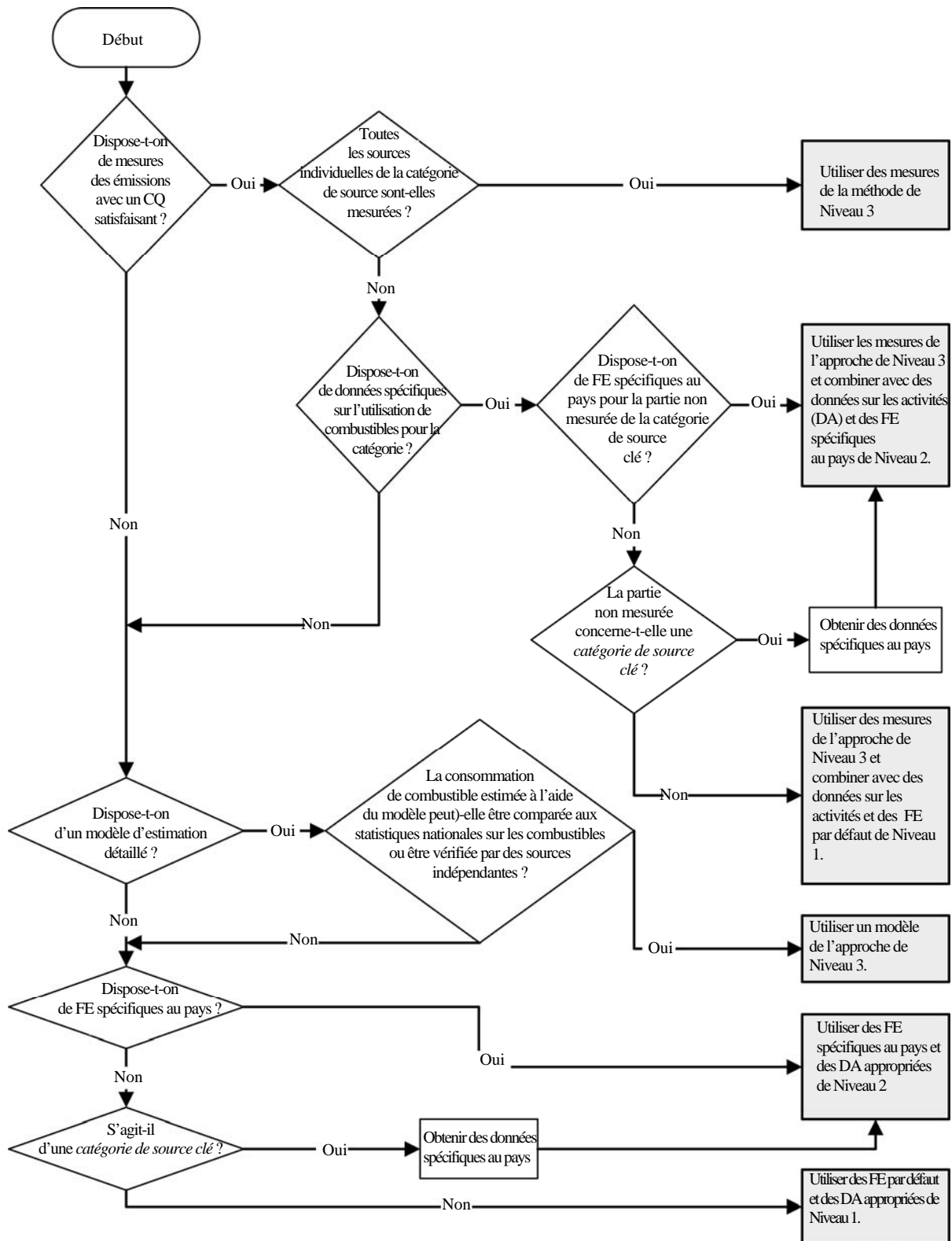
Pour tous les combustibles utilisés dans les sources stationnaires, cette section présente un ensemble de facteurs d'émission par défaut à utiliser pour une estimation des émissions de Niveau 1 pour les catégories de source. Les mêmes combustibles sont utilisés pour certaines catégories de source. Ceux-ci auront les mêmes facteurs d'émission que le CO<sub>2</sub>. La détermination des facteurs d'émission du CO<sub>2</sub> est présentée dans l'introduction du présent volume. Les facteurs d'émission du CO<sub>2</sub> sont exprimés en unités de kg CO<sub>2</sub>/TJ sur base du pouvoir calorifique net et reflètent la teneur en carbone du combustible, ainsi que l'hypothèse selon laquelle le facteur d'oxydation du carbone est 1.

Les facteurs d'émission du CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O pour différentes catégories de source diffèrent en raison des différences dans les technologies de combustion appliquées aux différentes catégories de source. Les facteurs d'émission par défaut présentés pour le Niveau 1 s'appliquent aux technologies sans contrôle des émissions. Les facteurs d'émission par défaut, en particulier ceux des Tableaux 2.2 et 2.3, supposent une combustion efficace à température élevée. Ils sont applicables dans des conditions stables et optimales et ne prennent pas en compte les effets des démarrages, arrêts ou la combustion en charge partielle.

Les facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire sont indiqués aux Tableaux 2.2 à 2.5. Les facteurs d'émission du CO<sub>2</sub> sont identiques à ceux présentés au Tableau 1.4 de l'introduction. Les facteurs d'émission pour le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O sont basés sur les Lignes directrices 1996 du GIEC. Ces facteurs d'émission ont été établis en suivant l'opinion d'experts d'un important groupe d'experts sur les inventaires et sont toujours considérés valides. Étant donné que peu de mesures de ce type de facteurs d'émission sont disponibles, les plages d'incertitude sont fixées à +/- un facteur de trois. Les Tableaux 2.2 à 2.5 ne donnent pas de facteurs d'émission par défaut pour les émissions de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O imputables à la combustion par des machines hors route qui sont rapportées sous la catégorie 1A. Ces facteurs d'émission sont présentés à la Section 3.3 du présent volume.



**Figure 2.1 Diagramme décisionnel généralisé pour l'estimation des émissions imputables à la combustion stationnaire**



Note : Voir le Chapitre 4 du Volume 1, « Choix méthodologique et catégories de source clés » (dont la Section 4.1.2 sur les ressources limitées) pour des informations sur les *catégories de source clés* et l'utilisation des diagrammes décisionnels.

**TABLEAU 2.2**  
**FACTEURS D'ÉMISSION PAR DÉFAUT POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE DANS LES INDUSTRIES ÉNERGETIQUES**  
**(kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette)**

Combustible		CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O		
		Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure
Pétrole brut		73 300	71 000	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Orimulsion		r77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Liquides de gaz naturel		r64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Essence	Essence automobile	r69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Essence aviation	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Essence pour carburateurs	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Kérosène pour carburateur		r71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Autres kérosènes		71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Huile de schiste		73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gasoil / Diesel		74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Fiouls résiduels		77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gaz de pétrole liquéfiés		63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Éthane		61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Naphta		73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Bitume		80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Lubrifiants		73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Coke de pétrole		r97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Intermédiaires des raffineries		73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Autres types de pétrole	Gaz de raffinerie	n57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Cires de pétrole	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	White spirit et SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Autres produits pétroliers	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Anthracite		98 300	94 600	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Charbon à coke		94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Autres charbons bitumineux		94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Charbon sous-bitumineux		96 100	92 800	100 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Lignite		101 000	90 900	115 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Schistes bitumineux et sables asphaltiques		107 000	90 200	125 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Briquettes de lignite		97 500	87 300	109 000	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
Agglomérés		97 500	87 300	109 000	1	0,3	3	n 1,5	0,5	5
Coke	Coke de four à coke et coke de lignite	r107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
	Coke de gaz	r107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

<b>TABLEAU 2.2 (SUITE)</b>										
<b>FACTEURS D'EMISSION PAR DEFAUT POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE DANS LES INDUSTRIES ENERGETIQUES</b>										
<b>(kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette)</b>										
Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O			
	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	
Goudron de houille	n80 700	68 200	95 300	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Gaz dérivés	Gaz d'usine à gaz	n44 400	37 300	54 100	n 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz de four à coke	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz de hauts fourneaux	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz de convertisseur à l'oxygène	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gaz naturel	56 100	54 300	58 300	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Déchets municipaux (fraction non biomasse)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15	
Déchets industriels	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15	
Huiles résiduelles	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15	
Tourbe	106 000	100 000	108 000	n 1	0,3	3	n 1,5	0,5	5	
Biocombustibles solides	Bois/déchets de bois	n112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Lessives bisulfuriques (lessive noire) <sup>(a)</sup>	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Autre biomasse solide primaire	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Charbon de bois	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Biocombustibles liquides	Bioessence	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Biodiesels	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Autres biocombustibles liquides	n79 600	67 100	93 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Biomasse gazeuse	Gaz des décharges	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz d'eaux résiduaires	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Autres biogaz	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Autres combustibles	Déchets municipaux (fraction biomasse)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

<sup>(a)</sup>Inclus le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis l'unité de combustion de la lessive noire et le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis le four à chaux de l'usine kraft.

**n** identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

**r** identifie un facteur d'émission revu depuis les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

Combustible		CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O		
		Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure
Pétrole brut		73 300	71 100	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Orimulsion		r77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Liquides de gaz naturel		r64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Essence	Essence automobile	r69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Essence aviation	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Essence pour carburateurs	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Kérosène pour carburateur		71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Autres kérosènes		71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Huile de schiste		73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gasoil / Diesel		74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Fiouls résiduels		77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Gaz de pétrole liquéfiés		63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Ethane		61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Naphta		73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Bitume		80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Lubrifiants		73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Coke de pétrole		r97 500	82 900	115000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Intermédiaires des raffineries		73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Autres types de pétrole	Gaz de raffinerie	n57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Cires de pétrole	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	White Spirit et SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Autres produits pétroliers	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Anthracite		98 300	94 600	101000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Charbon à coke		94 600	87 300	101000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Autres charbons bitumineux		94 600	89 500	99 700	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Charbon sous-bitumineux		96 100	92 800	100000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Lignite		101 000	90 900	115000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Schistes bitumineux et sables asphaltiques		107 000	90 200	125000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Briquettes de lignite		n 97 500	87 300	109000	n 10	3	30	n 1,5	0,5	5
Agglomérés		97 500	87 300	109000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
Coke	Coke de four à coke et coke de lignite	r107 000	95 700	119 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
	Coke de gaz	r107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

<b>TABLEAU 2.3 (SUITE)</b>										
<b>FACTEURS D'ÉMISSION PAR DÉFAUT POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE DANS LES <u>INDUSTRIES MANUFACTURIÈRES ET LA CONSTRUCTION</u></b>										
<b>(kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette)</b>										
Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O			
	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	
Goudron de houille	n80 700	68 200	95 300	r 10	3	30	n 1,5	0,5	5	
Gaz dérivés	Gaz d'usine à gaz	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz de four à coke	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz de hauts fourneaux	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz de convertisseur à l'oxygène	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gaz naturel	56 100	54 300	58 300	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Déchets municipaux (fraction non biomasse)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15	
Déchets industriels	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15	
Huiles résiduelles	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15	
Tourbe	106 000	100 000	108 000	n 2	0,6	6	n 1,5	0,5	5	
Biocombustibles solides	Bois/déchets de bois	n112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Lessives bisulfiteuses (lessive noire) <sup>(a)</sup>	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Autre biomasse solide primaire	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Charbon de bois	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Biocombustibles liquides	Bioessence	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Biodiesels	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Autres biocombustibles liquides	n79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Biomasse gazeuse	Gaz des décharges	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gaz d'eaux résiduaires	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Autres biogaz	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Autres combustibles	Déchets municipaux (fraction biomasse)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

<sup>(a)</sup>Inclus le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis l'unité de combustion de la lessive noire et le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis le four à chaux de l'usine kraft.

**n** identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

**r** identifie un facteur d'émission revu depuis les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O			
	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	
Pétrole brut	73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2	
Orimulsion	r77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Liquides de gaz naturel	r64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Essence	Essence automobile	r69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Essence aviation	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Essence pour carburateurs	r70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Kérosène pour carburateur	r71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Autres kérosènes	71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2	2	
Huile de schiste	73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gasoil / Diesel	74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Fiouls résiduels	77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gaz de pétrole liquéfiés	63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Éthane	61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Naphta	73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2	2	
Bitume	80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2	2	
Lubrifiants	73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Coke de pétrole	r97 500	82 900	115000	10	3	30	0,6	0,2	2	
Intermédiaires des raffineries	73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2	2	
Autres types de pétrole	Gaz de raffinerie	n57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Cires de pétrole	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	White spirit et SBP	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Autres produits pétroliers	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Anthracite	r 98 300	94 600	101000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Charbon à coke	94 600	87 300	101000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Autres charbons bitumineux	94 600	89 500	99 700	10	3	30	1,5	0,5	5	
Charbon sous-bitumineux	96 100	92 800	100000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Lignite	101 000	90 900	115000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	107 000	90 200	125000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Briquettes de lignite	n 97 500	87 300	109000	n 10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Agglomérés	97 500	87 300	109000	10	3	30	n 1,5	0,5	5	
Coke	Coke de four à coke et coke de lignite	n107 000	95 700	119 000	10	3	30	1,5	0,5	5
	Coke de gaz	n107 000	95 700	119 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

<b>TABLEAU 2.4 (SUITE)</b>										
<b>FACTEURS D'ÉMISSION PAR DÉFAUT POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE DANS LES CATEGORIES</b>										
<b>COMMERCIALES/INSTITUTIONNELLES</b>										
<b>(kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette)</b>										
Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O			
	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	
Goudron de houille	n80 700	68 200	95 300	n 10	30	30	n 1,5	0,5	5	
Gaz dérivés	Gaz d'usine à gaz	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz de four à coke	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz de hauts fourneaux	n260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz de convertisseur à l'oxygène	n182 000	14 5000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Gaz naturel	56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Déchets municipaux (fraction non biomasse)	n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15	
Déchets industriels	n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15	
Huiles résiduelles	n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15	
Tourbe	106 000	100 000	108 000	n 10	3	30	n 1,4	0,5	5	
Biocombustibles solides	Bois/déchets de bois	r112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Lessives bisulfiteuses (lessive noire) <sup>(a)</sup>	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Autre biomasse solide primaire	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Charbon de bois	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Biocombustibles liquides	Bioessence	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Biodiesels	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Autres biocombustibles liquides	n79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Biomasse gazeuse	Gaz des décharges	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz d'eaux résiduaires	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Autres biogaz	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Autres combustibles	Déchets municipaux (fraction biomasse)	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

<sup>(a)</sup>Inclus le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis l'unité de combustion de la lessive noire et le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis le four à chaux de l'usine kraft.

**n** identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

**r** identifie un facteur d'émission revu depuis les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

<b>TABLEAU 2.5</b>										
<b>FACTEURS D'ÉMISSION PAR DÉFAUT POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE DANS LES CATEGORIES <u>RESIDENTIELLES ET DE</u></b>										
<b><u>L'AGRICULTURE/FORESTERIE/PECHE/PISCICULTURE</u></b>										
<b>(kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette)</b>										
Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O			
	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	
Pétrole brut	73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2	
Orimulsion	r77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Liquides de gaz naturel	r64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Essence	Essence automobile	r69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Essence aviation	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Essence pour carburateurs	r70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Kérosène pour carburateur	r71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Autres kérosènes	71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2	2	
Huile de schiste	73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gasoil / Diesel	74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Fiouls résiduels	77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gaz de pétrole liquéfiés	63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Ethane	61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Naphta	73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2	2	
Bitume	80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2	2	
Lubrifiants	73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Coke de pétrole	r97 500	82 900	115000	10	3	30	0,6	0,2	2	
Intermédiaires des raffineries	73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2	2	
Autres types de pétrole	Gaz de raffinerie	n57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Cires de pétrole	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	White spirit et SBP	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	3
	Autres produits pétroliers	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Anthracite	98 300	94 600	101000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Charbon à coke	94 600	87 300	101000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Autres charbons bitumineux	94 600	89 500	99 700	300	100	900	1,5	0,5	5	
Charbon sous-bitumineux	96 100	92 800	100000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Lignite	101 000	90 900	115000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Schistes bitumineux et sables asphaltiques	107 000	90 200	125000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Briques de lignite	n 97 500	87 300	109000	n 300	100	900	n 1,5	0,5	5	
Agglomérés	97 500	87 300	109000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Coke	Coke de four à coke et coke de lignite	r107 000	95 700	119 000	300	100	900	n 1,5	0,5	5
	Coke de gaz	r107 000	95 700	119 000	r 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3



<b>TABLEAU 2.5 (SUITE)</b>										
<b>FACTEURS D'EMISSION PAR DEFAUT POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE DANS LES CATEGORIES <u>RESIDENTIELLES ET DE</u></b>										
<b><u>L'AGRICULTURE/FORESTERIE/PECHE/PISCICULTURE</u></b>										
<b>(kg de gaz à effet de serre par TJ sur une base calorifique nette)</b>										
Combustible	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O			
	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	Facteur d'émission par défaut	Limite inférieure	Limite supérieure	
Goudron de houille	n80 700	68 200	95 300	n 300	100	900	n 1,5	0,5	5	
Gaz dérivés	Gaz d'usine à gaz	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz de four à coke	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz de hauts fourneaux	n260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz de convertisseur à l'oxygène	n182 000	145 000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Gaz naturel	56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Déchets municipaux (fraction non biomasse)	n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15	
Déchets industriels	n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15	
Huiles résiduelles	n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15	
Tourbe	106 000	100 000	108 000	n 300	100	900	n 1,4	0,5	5	
Biocombustibles solides	Bois/déchets de bois	n 112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Lessives bisulfiteuses (lessive noire) <sup>(a)</sup>	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Autre biomasse solide primaire	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Charbon de bois	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Biocombustibles liquides	Bioessence	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Biodiesels	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Autres biocombustibles liquides	n79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Biomasse gazeuse	Gaz des décharges	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gaz d'eaux résiduaires	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Autres biogaz	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Autres combustibles	Déchets municipaux (fraction biomasse)	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

<sup>(a)</sup>Inclus le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis l'unité de combustion de la lessive noire et le CO<sub>2</sub> dérivé de la biomasse émis depuis le four à chaux de l'usine kraft.

**n** identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

**r** identifie un facteur d'émission revu depuis les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

### 2.3.2.2 FACTEURS D'EMISSION SPECIFIQUES AU PAYS DE NIVEAU 2

Les *bonnes pratiques* recommandent d'utiliser des facteurs d'émission spécifiques à la technologie, spécifiques au pays et les plus désagrégés disponibles, en particulier ceux dérivés des mesures directes aux différentes sources de combustion stationnaire. Lors de l'utilisation de l'approche de Niveau 2, deux types de facteurs d'émission possibles existent :

- Les facteurs d'émission nationaux : Ces facteurs d'émission peuvent être développés par des programmes nationaux qui mesurent déjà les émissions de gaz à effet de serre indirects tels que NO<sub>x</sub>, CO et les COVNM pour la qualité de l'air local ;
- Les facteurs d'émission régionaux.

Le Chapitre 2 du Volume 1 donne des recommandations générales sur l'obtention et la compilation d'informations provenant de différentes sources, des recommandations spécifiques sur la création de nouvelles données (Section 2.2.3) et des recommandations génériques sur les facteurs d'émission (Section 2.2.4). Lorsque les mesures sont utilisées pour obtenir des facteurs d'émission, les *bonnes pratiques* recommandent de tester un nombre raisonnable de sources représentatives des conditions du pays, y compris le type et la composition du combustible, le type et la taille de l'unité de combustion, les conditions d'allumage, la charge, le type de technologies de contrôle et le niveau d'entretien.

### 2.3.2.3 FACTEURS D'EMISSION SPECIFIQUES A LA TECHNOLOGIE DE NIVEAU 3

Etant donné la nature des émissions de gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub>, des facteurs d'émission spécifiques à la technologie sont nécessaires pour le Niveau 3. A titre d'exemples, les Tableaux 2.6 à 2.10 donnent des facteurs d'émission représentatifs pour le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O par principale technologie et principal type de combustible. Les experts nationaux travaillant sur les inventaires ascendants détaillés peuvent utiliser ces facteurs comme point de départ de l'inventaire ou pour réaliser des comparaisons. Ils montrent des facteurs d'émission non contrôlés pour chacune des technologies indiquées. Par conséquent, ces données sur les facteurs d'émission n'incluent pas le niveau de technologie de contrôle qui peut être en place dans certains pays. Par exemple, pour les pays où les politiques de contrôle ont eu une influence importante sur le profil d'émission, il faudra ajuster soit les facteurs individuels soit l'estimation finale.

## 2.3.3 Choix des données sur les activités

Pour la combustion stationnaire, on entend par données sur les activités, et ce pour tous les niveaux, les quantités et les types de combustibles brûlés. La plupart des consommateurs de combustibles (entreprises, petits consommateurs commerciaux ou ménages) paient généralement les combustibles solides, liquides et gazeux qu'ils consomment. Aussi, les masses ou volumes de combustibles qu'ils consomment sont mesurés ou métrés. Les quantités de dioxyde de carbone peuvent normalement être facilement calculées sur base des données relatives à la consommation de combustibles et les teneurs en carbone des combustibles, en prenant en compte la fraction du carbone non oxydée.

Les quantités de gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub> formés durant la combustion dépendent de la technologie de combustion utilisée. Dès lors, des statistiques détaillées sur les technologies de combustion de carburant sont nécessaires pour estimer rigoureusement les émissions de gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub>.

La quantité et les types de combustibles brûlés sont obtenus à partir d'une source (ou d'une combinaison de sources) de la liste ci-dessous :

- Agences nationales de statistiques énergétiques (celles-ci peuvent collecter des données sur la quantité et les types de combustibles brûlés des entreprises individuelles qui consomment des combustibles).
- Rapports transmis par les entreprises aux agences nationales de statistiques énergétiques (il est très probable que ces rapports soient produits par les opérateurs ou les propriétaires d'importantes usines de combustion).
- Rapports transmis par les entreprises aux agences de régulation (par exemple les rapports produits pour décrire comment les entreprises se conforment à la réglementation sur le contrôle des émissions)
- Personnes responsables de l'équipement de combustion dans les entreprises
- Enquêtes périodiques, par des agences de statistiques, sur les types et les quantités de combustibles consommés par un échantillon d'entreprises

- Fournisseurs de combustibles (qui consignent les quantités de combustibles livrées et l'identité de leurs clients, en général sous forme de code d'activité économique).

<b>TABLEAU 2.6</b> <b>FACTEURS D'ÉMISSION DE SOURCES D'UTILITÉ</b>			
		<b>Facteurs d'émission<sup>1</sup></b> <b>(intran énergétique en kg/TJ)</b>	
<b>Technologie de base</b>	<b>Configuration</b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>N<sub>2</sub>O</b>
<b>Combustibles liquides</b>			
Chaudières fiouls résiduels/ schistes bitumineux	Allumage normal	<b>r</b> 0,8	0,3
	Allumage tangentiel	<b>r</b> 0,8	0,3
Chaudières gasoil / diesel	Allumage normal	0,9	0,4
	Allumage tangentiel	0,9	0,4
Grands moteurs diesel >600hp (447kW)		4	NA
<b>Combustibles solides</b>			
Chaudières à combustion bitumineuse pulvérisée	Chaudière à cendres pulvérulentes, chauffée par les parois	0,7	<b>r</b> 0,5
	Chaudière à cendres pulvérulentes, chauffée par les parois	0,7	<b>r</b> 1,4
	Chaudière à cendres fondues	0,9	<b>r</b> 1,4
Chaudières à foyer à projection bitumineux	Avec et sans réinjection	1	<b>r</b> 0,7
Brûleur à lit fluidisé bitumineux	Lit circulant	1	<b>r</b> 61
	Lit bouillonnant	1	<b>r</b> 61
Four cyclone bitumineux		0,2	1,6
Lit fluidisé atmosphérique du lignite		NA	<b>r</b> 71
<b>Gaz naturel</b>			
Chaudières		<b>r</b> 1	<b>n</b> 1
Turbines à gaz alimentées au gaz >3MW		<b>r</b> 4	<b>n</b> 1
Grands moteurs à deux combustibles		<b>r</b> 258	NA
Cycle combiné		<b>n</b> 1	<b>n</b> 3
<b>Tourbe</b>			
Brûleur à lit fluidisé alimenté à la tourbe <sup>2</sup>	Lit circulant	<b>n</b> 3	7
	Lit bouillonnant	<b>n</b> 3	3
<b>Biomasse</b>			
Chaudières au bois/déchets de bois <sup>3</sup>		<b>n</b> 11	<b>n</b> 7
Chaudières de récupération au bois		<b>n</b> 1	<b>n</b> 1
<p>Source : US EPA, 2005b sauf si autrement indiqué. Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que les valeurs calorifiques nettes étaient 5 % plus faibles que les valeurs calorifiques brutes pour le charbon et le pétrole, et 10 % plus faibles pour le gaz naturel. Ces conversions ont été réalisées conformément aux hypothèses de l'OCDE/AIE sur la conversion des valeurs calorifiques brutes en valeurs calorifiques nettes.</p> <p><sup>1</sup> Source : Tsupari <i>et al</i>, 2006.</p> <p><sup>2</sup> Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que la valeur calorifique nette du bois sec était 20 % plus faible que la valeur calorifique brute (Laboratoire des produits forestiers, 2004).</p> <p>NA, données non disponibles.</p> <p><b>n</b> identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les <i>Lignes directrices 1996 du GIEC</i>.</p> <p><b>r</b> identifie un facteur d'émission revu depuis les <i>Lignes directrices 1996 du GIEC</i>.</p>			

**TABLEAU 2.7**  
**FACTEURS D'ÉMISSION DE SOURCES INDUSTRIELLES**

		<b>Facteurs d'émission<sup>1</sup></b> <b>(intran énergétique en kg/TJ)</b>	
<b>Technologie de base</b>	<b>Configuration</b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>N<sub>2</sub>O</b>
<b>Combustibles liquides</b>			
Chaudières fiouls résiduels		3	0,3
Chaudières gasoil / diesel		0,2	0,4
Grands moteurs diesel stationnaires >600hp (447kW)		<b>r</b> 4	NA
Chaudières aux gaz de pétrole liquéfiés		<b>n</b> 0,9	<b>n</b> 4
<b>Combustibles solides</b>			
Autres chaudières secondaires de suralimentation bitumineuses/sous-bitumineuses		1	<b>r</b> 0,7
Autres chaudières à grille alimentée par en-dessous bitumineuses/sous-bitumineuses		14	<b>r</b> 0,7
Autres pulvérisés bitumineux/sous-bitumineux	Chaudière à cendres pulvérulentes, chauffée par les parois	0,7	<b>r</b> 0,5
	Chaudière à cendres pulvérulentes, à allumage tangentiel	0,7	<b>r</b> 1,4
	Chaudière à cendres fondues	0,9	<b>r</b> 1,4
Autres foyers à projection bitumineux		1	<b>r</b> 0,7
Autres brûleurs à lit fluidisé bitumineux/sous-bitumineux	Lit circulant	1	<b>r</b> 61
	Lit bouillonnant	1	<b>r</b> 61
<b>Gaz naturel</b>			
Chaudières		<b>r</b> 1	<b>n</b> 1
Turbines à gaz alimentées au gaz <sup>2</sup> >3MW		4	1
Moteurs alternatifs à allumage au gaz naturel <sup>3</sup>	Moteurs à charge stratifiée à 2 temps	<b>r</b> 693	NA
	Moteurs à charge stratifiée à 4 temps	<b>r</b> 597	NA
	Moteurs à charge stratifiée à 4 temps	<b>r</b> 110	NA
<b>Biomasse</b>			
Chaudières au bois/déchets de bois <sup>3</sup>		<b>n</b> 11	<b>n</b> 7
<p><sup>1</sup> Source : US EPA, 2005b sauf si autrement indiqué. Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que les valeurs calorifiques nettes étaient 5 % plus faibles que les valeurs calorifiques brutes pour le charbon et le pétrole, et 10 % plus faibles pour le gaz naturel. Ces conversions ont été réalisées conformément aux hypothèses de l'OCDE/AIE sur la conversion des valeurs calorifiques brutes en valeurs calorifiques nettes.</p> <p><sup>2</sup> Le facteur d'émission a été calculé sur base d'unités ne fonctionnant qu'à forte charge (charge à 80 %).</p> <p><sup>3</sup> La plupart des moteurs alternatifs à allumage au gaz naturel sont utilisés dans l'industrie du gaz naturel aux compresseurs de pipeline, aux stations de stockage et aux usines de traitement du gaz.</p> <p><sup>4</sup> Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que la valeur calorifique nette du bois sec était 20 % plus faible que la valeur calorifique brute (Laboratoire des produits forestiers, 2004).</p> <p>NA, données non disponibles.</p> <p><b>n</b> identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les <i>Lignes directrices 1996 du GIEC</i>.</p> <p><b>r</b> identifie un facteur d'émission revu depuis les <i>Lignes directrices 1996 du GIEC</i>.</p>			

**TABLEAU 2.8**  
**FACTEURS D'ÉMISSION DE FOURS DE CALCINATION, FOURS ET SECHEURS**

Industrie	Source	Facteurs d'émission <sup>1</sup> (inquant énergétique en kg/TJ)	
		CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
Ciment, chaux	Fours de calcination – gaz naturel	1,1	NA
Ciment, chaux	Fours de calcination – pétrole	1,0	NA
Ciment, chaux	Fours de calcination – charbon	1,0	NA
Cokéfaction, acier	Four à coke	1,0	NA
Procédés chimiques, bois, asphalte, cuivre, phosphate	Sécheur – gaz naturel	1,1	NA
Procédés chimiques, bois, asphalte, cuivre, phosphate	Sécheur – pétrole	1,0	NA
Procédés chimiques, bois, asphalte, cuivre, phosphate	Sécheur – charbon	1,0	NA

<sup>1</sup> Source : Radian, 1990. Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que les valeurs calorifiques nettes étaient 5 % plus faibles que les valeurs calorifiques brutes pour le charbon et le pétrole, et 10 % plus faibles pour le gaz naturel. Ces conversions ont été réalisées conformément aux hypothèses de l'OCDE/AIE sur la conversion des valeurs calorifiques brutes en valeurs calorifiques nettes.  
NA, données non disponibles.

Il y a un certain nombre de *bonnes pratiques* que les organismes chargés des inventaires doivent suivre lorsqu'ils collectent et utilisent des données sur la consommation de combustibles. Les *bonnes pratiques* recommandent d'utiliser, si possible, les statistiques de combustion plutôt que les statistiques de livraison des combustibles.<sup>9</sup> Les organismes chargés de collecter les données sur les émissions auprès des entreprises, conformément à la réglementation environnementale sur la déclaration des émissions, pourraient demander la communication de données de combustion dans ce contexte. Pour plus d'informations sur le cadre général pour trouver ou examiner des données sur les activités, veuillez vous référer au Chapitre 2 du Volume 1, Approches à la collecte des données.

En raison du lien spécifique entre les émissions de gaz autres que le CO<sub>2</sub> et les technologies utilisées, des statistiques détaillées sur les technologies de combustion sont nécessaires pour obtenir des estimations d'émissions fiables. Les *bonnes pratiques* recommandent de collecter des données sur les activités en unités de combustible utilisé, et de les désagréger autant que possible en catégories indiquant la proportion de combustible utilisé par les principaux types de technologies. La désagrégation peut être effectuée après une étude ascendante sur la consommation de combustible et les technologies de combustion, ou au terme d'attributions descendantes basées sur l'opinion d'experts et un échantillonnage statistique. En général, des bureaux de statistiques spécialisés et des services ministériels sont chargés de la collecte et du traitement systématique des données. L'inclusion des représentants de ces services lors de la préparation de l'inventaire pourrait faciliter l'acquisition de données sur les activités pertinentes. Pour certaines catégories de source (la combustion dans le secteur de l'agriculture, par exemple), il peut s'avérer difficile de séparer le combustible utilisé dans les équipements fixes du combustible utilisé par les machines mobiles. Ces deux sources ayant des facteurs d'émission différents pour les gaz autres que le CO<sub>2</sub>, les *bonnes pratiques* recommandent de calculer l'utilisation d'énergie par chacune d'elles à l'aide de données indirectes (nombre de pompes, consommation moyenne, besoins en eau de pompage, etc.). Des opinions d'experts et des informations disponibles dans d'autres pays peuvent aussi être utiles.

Pour ce qui est de l'autoproduction (autogénération) d'électricité, les *bonnes pratiques* recommandent d'affecter des émissions aux catégories de source (ou aux catégories de sous-sources) là où elles ont été produites et à les

<sup>9</sup> En général, les quantités de combustibles solides et liquides livrées aux entreprises différeront des quantités brûlées. Cette différence représente les quantités ajoutées ou retirées des stocks de l'entreprise. Les chiffres des stocks indiqués dans les bilans énergétiques nationaux peuvent ne pas inclure les stocks conservés par les utilisateurs finaux, ou peuvent inclure uniquement des stocks appartenant à une catégorie de source particulière (producteurs d'électricité, par exemple). Les chiffres de livraisons peuvent aussi inclure des quantités utilisées pour des sources mobiles ou comme intermédiaire.

identifier séparément de celles associées à d'autres utilisations finales (chaleur industrielle, etc.). Dans de nombreux pays, les statistiques sur l'autoproduction sont disponibles et mises à jour périodiquement, et, par conséquent, les données sur les activités ne constituent pas un obstacle sérieux à l'estimation des émissions de gaz autres que le CO<sub>2</sub> dans ces pays.

Lorsque des questions de confidentialité se posent, une discussion directe avec l'entreprise affectée permet souvent l'utilisation des données. Autrement l'agrégation de la consommation de combustibles ou des émissions avec celles d'autres entreprises est généralement suffisante. Pour plus d'informations sur le traitement des sources de données limitées ou sur les questions de confidentialité, veuillez vous référer au Chapitre 2 du Volume 1, Approches à la collecte des données.

**TABLEAU 2.9**  
**FACTEURS D'ÉMISSIONS DE SOURCES RESIDENTIELLES**

Technologie de base	Configuration	Facteurs d'émission <sup>1</sup> (intranant énergétique en kg/TJ)	
		CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
<b>Combustibles liquides</b>			
Brûleurs aux fiouls résiduels		1,4	NA
Brûleurs au gasoil / diesel		0,7	NA
Fourneaux		5,8	0,2
Fourneaux aux gaz de pétrole liquéfiés		1,1	NA
Autres poêles à kérosène <sup>2</sup>	A mèche	<b>n</b> 2,2 – 23	1,2 – 1,9
Poêles aux gaz de pétrole liquéfiés <sup>2</sup>	Standard	<b>n</b> 0,9 – 23	0,7 – 3,5
<b>Combustibles solides</b>			
Poêles à gaz alimentés à l'anthracite		<b>r</b> 147	NA
Autres poêles à charbon bitumineux <sup>3</sup>	Briques ou métal	<b>n</b> 267 – 2650	NA
<b>Gaz naturel</b>			
Chaudières et fourneaux		<b>n</b> 1	<b>n</b> 1
<b>Biomasse</b>			
Puits à bois <sup>4</sup>		200	NA
Poêles à bois <sup>5,6</sup>	Conventionnel	<b>r</b> 932	NA
	Non catalytique	<b>n</b> 497	NA
	Catalytique	<b>r</b> 360	NA
Poêles à bois <sup>7</sup>		<b>n</b> 258 – 2190	4 – 18,5
Cheminées à bois <sup>6</sup>		NA	<b>n</b> 9
Poêles à charbon de bois <sup>8</sup>		<b>n</b> 275 – 386	<b>n</b> 1,6 – 9,3
Autres poêles à biomasse solide primaire (déchets agricoles) <sup>9</sup>		<b>n</b> 230 – 4190	<b>n</b> 9,7
Autres poêles à biomasse solide primaire (fumier) <sup>10</sup>		<b>n</b> 281	<b>n</b> 27

<sup>1</sup> Source : US EPA, 2005b sauf si autrement indiqué. Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que les valeurs calorifiques nettes étaient 5 % plus faibles que les valeurs calorifiques brutes pour le charbon et le pétrole, et 10 % plus faibles pour le gaz naturel. Ces conversions ont été réalisées conformément aux hypothèses de l'OCDE/AIE sur la conversion des valeurs calorifiques brutes en valeurs calorifiques nettes.

<sup>2</sup> Sources : Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Résultats d'études expérimentales menées sur un certain nombre de poêles ménagers en Chine (CH<sub>4</sub>), en Inde et aux Philippines (CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O).

<sup>3</sup> Source : Zhang *et al.*, 2000. Résultats d'études expérimentales menées sur un certain nombre de poêles ménagers en Chine.

<sup>4</sup> Source : Adapté de Radian, 1990; *Lignes directrices 1996 du GIEC – version révisée*.

<sup>5</sup> Poêles américains. Les poêles conventionnels n'ont aucune technologie ou caractéristiques de conception permettant de réduire les émissions et, dans la plupart des cas, ont été fabriqués avant le 1<sup>er</sup> juillet 1986.

<sup>6</sup> Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que la valeur calorifique nette du bois sec était 20 % plus faible que la valeur calorifique brute (Laboratoire des produits forestiers, 2004).

<sup>7</sup> Sources : Bhattacharya *et al.*, 2002; Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Résultats d'études expérimentales menées sur un certain nombre de poêles traditionnels et améliorés dans les pays suivants : Cambodge, Chine, Inde, République démocratique populaire lao, Malaisie, Népal, Philippines et Thaïlande. Le N<sub>2</sub>O n'a été mesuré que dans les poêles en Inde et aux Philippines. Les valeurs représentent des facteurs d'émission élémentaires qui prennent en compte la combustion, aux stades ultérieurs, du charbon de bois produit au cours des premiers stades de la combustion.

<sup>8</sup> Sources : Bhattacharya *et al.*, 2002; Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Résultats d'études expérimentales menées sur un certain nombre de poêles traditionnels et améliorés dans les pays suivants : Cambodge, Inde, République démocratique populaire lao, Malaisie, Népal, Philippines et Thaïlande. Le N<sub>2</sub>O n'a été mesuré que dans les poêles en Inde et aux Philippines.

<sup>9</sup> Sources : Smith *et al.*, 1992, 1993; Smith *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2000. Résultats d'études expérimentales menées sur un certain nombre de poêles ménagers en Chine (CH<sub>4</sub>) et en Inde (CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O).

<sup>10</sup> Source : Zhang *et al.*, 2000. Résultats d'études expérimentales menées sur un certain nombre de poêles ménagers en Inde.

NA, données non disponibles.

**n** identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

**r** identifie un facteur d'émission revu depuis les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

**TABLEAU 2.10**  
**FACTEURS D'ÉMISSION DE SOURCES COMMERCIALES/INSTITUTIONNELLES**

Technologie de base	Configuration	Facteurs d'émission <sup>1</sup> (intrant énergétique en kg/TJ)	
		CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
<b>Combustibles liquides</b>			
Chaudières fiouls résiduels		1,4	0,3
Chaudières gasoil / diesel		0,7	0,4
Chaudières aux gaz de pétrole liquéfiés		<b>n</b> 0,9	<b>n</b> 4
<b>Combustibles solides</b>			
Autres chaudières secondaires de suralimentation bitumineuses/sous-bitumineuses		<b>n</b> 1	<b>n</b> 0,7
Autres chaudières à grille alimentée par en-dessous bitumineuses/sous-bitumineuses		<b>n</b> 14	<b>n</b> 0,7
Autres unités alimentées à la main bitumineuses/sous-bitumineuses		<b>n</b> 87	<b>n</b> 0,7
Autres chaudières pulvérisées bitumineuses/sous-bitumineuses	Chaudière à cendres pulvérulentes, chauffée par les parois	<b>n</b> 0,7	<b>n</b> 0,5
	Chaudière à cendres pulvérulentes, à allumage tangentiel	<b>n</b> 0,7	<b>n</b> 1,4
	Chaudière à cendres fondues	<b>n</b> 0,9	<b>n</b> 1,4
Autres foyers à projection bitumineux		<b>n</b> 1	<b>n</b> 0,7
Autres brûleurs à lit fluidisé bitumineux/sous-bitumineux	Lit circulant	<b>n</b> 1	<b>n</b> 61
	Lit bouillonnant	<b>n</b> 1	<b>n</b> 61
<b>Gaz naturel</b>			
Chaudières		<b>r</b> 1	<b>r</b> 1
Turbines à gaz alimentées au gaz >3MWa		<b>n</b> 4	<b>n</b> 1,4
<b>Biomasse</b>			
Chaudières au bois/déchets de bois <sup>2</sup>		<b>n</b> 11	<b>n</b> 7

<sup>1</sup> Source : US EPA, 2005b. Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que les valeurs calorifiques nettes étaient 5 % plus faibles que les valeurs calorifiques brutes pour le charbon et le pétrole, et 10 % plus faibles pour le gaz naturel. Ces conversions ont été réalisées conformément aux hypothèses de l'OCDE/AIE sur la conversion des valeurs calorifiques brutes en valeurs calorifiques nettes.

<sup>2</sup> Les valeurs étaient au départ basées sur la valeur calorifique brute. Elles ont été converties en valeur calorifique nette en supposant que la valeur calorifique nette du bois sec était 20 % plus faible que la valeur calorifique brute (Laboratoire des produits forestiers, 2004).

**n** identifie un nouveau facteur d'émission qui n'était pas présent dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

**r** identifie un facteur d'émission revu depuis les *Lignes directrices 1996 du GIEC*.

### 2.3.3.1 NIVEAU 1 ET NIVEAU 2

Les données sur les activités utilisées dans une approche de Niveau 1 pour la combustion dans le secteur de l'énergie sont dérivées des statistiques sur l'énergie, compilées par les agences nationales de statistiques. Des statistiques comparables sont publiées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), sur base de rapports nationaux. Si l'organisme chargé de l'inventaire n'a pas directement accès aux données nationales, il peut envoyer une demande à l'AIE à l'adresse stats@iea.org pour recevoir les données nationales gratuitement.

Les données primaires sur la consommation de combustibles sont généralement collectées en unités de masse ou de volume. Étant donné que la teneur en carbone des combustibles est généralement corrélée avec la teneur énergétique, et la teneur énergétique des combustibles étant généralement mesurée, il est recommandé de



convertir les valeurs pour la consommation de combustibles en unités d'énergie. Les valeurs par défaut pour la conversion des chiffres liés à la consommation de combustibles en unités d'énergie conventionnelles sont données à la Section 1.4.1.2.

Des informations sur les statistiques de l'énergie et la méthodologie des bilans sont disponibles dans le « Manuel de statistiques de l'énergie » publié par l'AIE. Ce manuel peut être téléchargé gratuitement sur le site [www.iea.org](http://www.iea.org). Les questions principales liées aux catégories de source les plus importantes sont décrites ci-dessous.

## INDUSTRIES ÉNERGÉTIQUES

Dans les industries énergétiques, les combustibles fossiles sont à la fois les matières premières pour les procédés de conversion et les sources d'énergie faisant fonctionner ces procédés. Les industries énergétiques comportent trois types d'activité :

- 1 La production de combustibles primaires (par exemple l'extraction du charbon et l'extraction du pétrole et du gaz) ;
- 2 La conversion en combustibles fossiles secondaires ou tertiaires (par exemple le pétrole brut en produits pétroliers dans les raffineries, le charbon en coke et en gaz de four à coke dans les fours à coke) ;
- 3 La conversion en vecteurs énergétiques non fossiles (par exemple les combustibles fossiles en électricité et/ou chaleur).

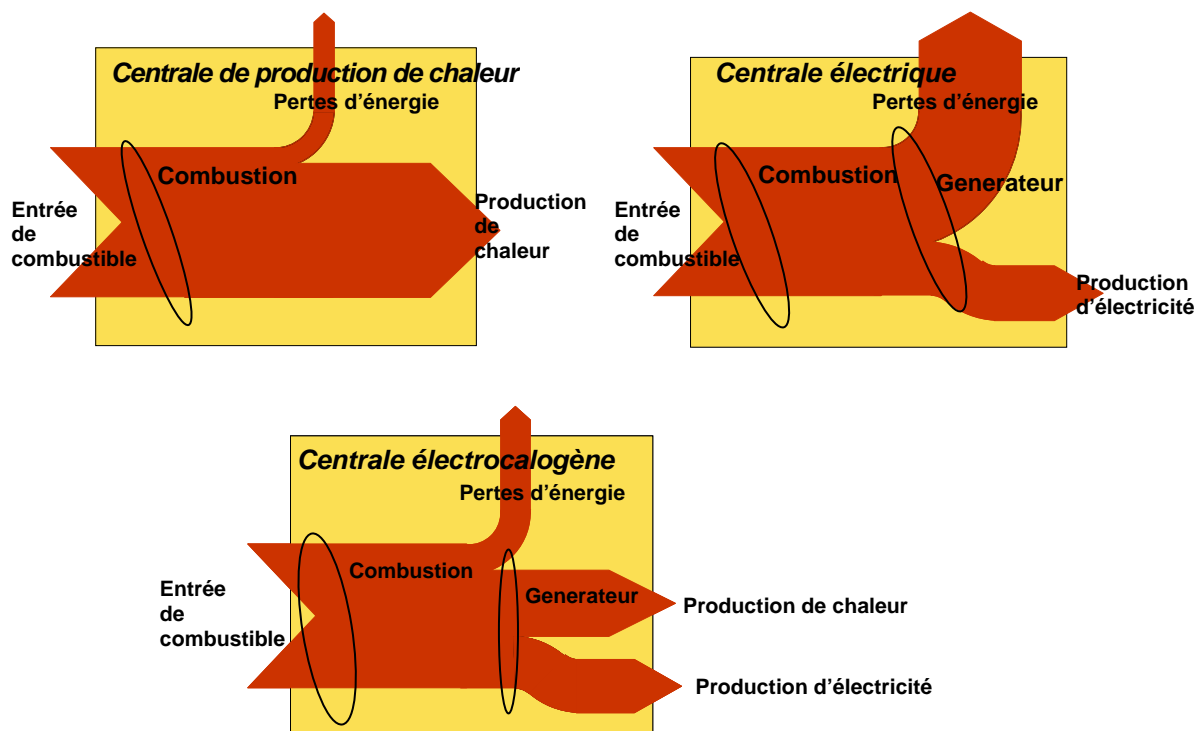
Les émissions imputables à la combustion lors des procédés de production et de conversion sont comptabilisées dans les industries énergétiques. Les émissions imputables aux combustibles secondaires produits par les industries énergétiques sont comptabilisées dans le secteur dans lequel ils sont utilisés. Lors de la collecte des données sur les activités, il est essentiel de distinguer les combustibles brûlés et les combustibles convertis en combustibles secondaires ou tertiaires dans les industries énergétiques.

## PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR DU SECTEUR PUBLIC

La *production d'électricité et de chaleur* du secteur public (anciennement appelée production publique d'électricité et de chaleur) convertit l'énergie chimique stockée dans les combustibles soit en électricité (comptabilisée dans la catégorie *Production d'électricité*), en chaleur (comptabilisée dans la catégorie *Production de chaleur*) ou les deux (comptabilisés dans la catégorie *Production combinée de chaleur et d'électricité*); voir Tableau 2.1.

La Figure 2.2 montre les débits d'énergie. Dans les centrales électriques conventionnelles, les pertes totales d'énergie dans l'environnement peuvent atteindre 70 % de l'énergie chimique présente des combustibles, en fonction du combustible et de la technologie spécifique. Dans une centrale électrique moderne à grand rendement, les pertes sont réduites à environ la moitié de l'énergie chimique contenue dans les combustibles. Dans une centrale électrocalogène, la plupart de l'énergie des combustibles est distribuée aux utilisateurs finaux, soit sous forme d'électricité ou de chaleur (pour des procédés industriels, le chauffage résidentiel ou des utilisations similaires). La largeur des flèches représente approximativement la grandeur relative des débits d'énergie impliqués.

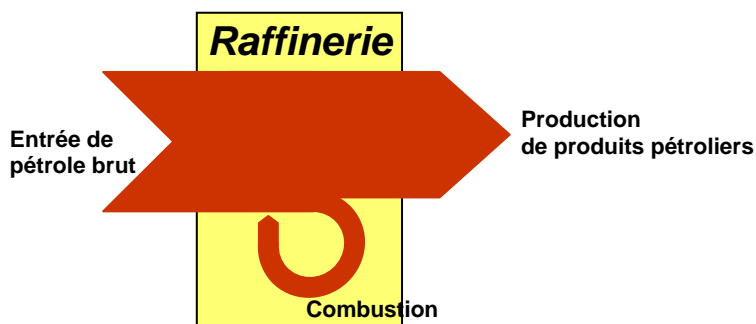
**Figure 2.2** Utilisation de combustibles par les centrales électriques et les centrales de production de chaleur pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur utile.



### RAFFINAGE DU PÉTROLE

Dans une raffinerie de pétrole, le pétrole brut est converti en de nombreux produits (Figure 2.3). Pour que cette transformation se produise, une partie de la teneur en énergie des produits obtenus à partir du pétrole brut est utilisée dans la raffinerie (Voir Tableau 2.1). Il est dès lors difficile de dériver des données sur les activités des statistiques sur l'énergie.

**Figure 2.3** Utilisation de l'énergie par la raffinerie pour transformer le pétrole brut en produits pétroliers.



En principe tous les produits pétroliers sont combustibles pour fournir la chaleur et la vapeur de procédé nécessaires pour les procédés de raffinage. Les produits pétroliers sont nombreux, depuis les produits *lourds* comme le brai, le bitume, les fiouls lourds, en passant par les *distillats moyens* comme les gasoils, le naphta, les diesels, les kérosènes jusqu'aux produits *légers* comme l'essence moteur, le LPG et le gaz de raffinerie.

Dans de nombreux cas, les produits et combustibles exacts utilisés dans les raffineries pour produire la chaleur et la vapeur nécessaires au fonctionnement des procédés de raffinage ne sont pas facilement tirés des statistiques énergétiques. Les combustibles brûlés dans les raffineries de pétrole représentent généralement 6 à 10 % des combustibles totaux qui entrent dans la raffinerie, selon la complexité et l'ancienneté de la technologie. Les

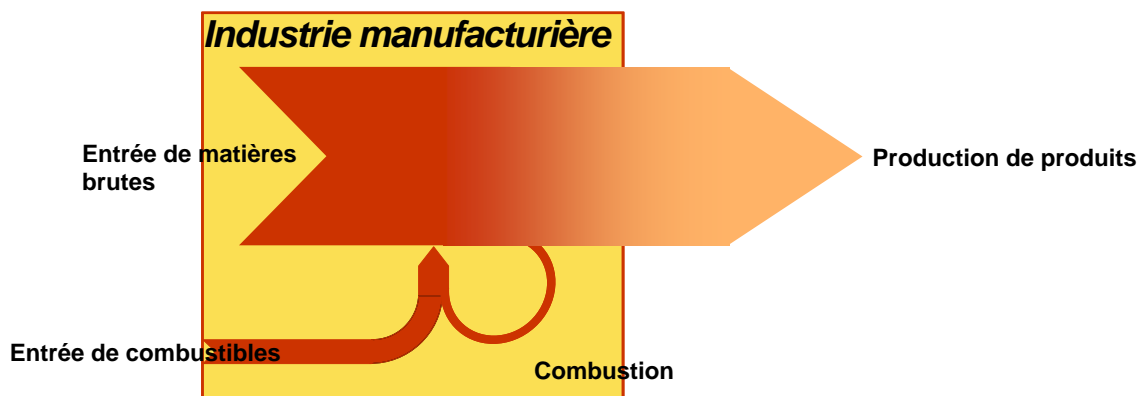
*bonnes pratiques* recommandent de demander à l'industrie du raffinage quelle est sa consommation en combustibles afin de sélectionner ou vérifier les valeurs appropriées rapportées par les statistiques énergétiques.

## INDUSTRIES MANUFACTURIÈRES ET CONSTRUCTION

Dans les industries manufacturières, les matières brutes sont converties en produits qui sont schématiquement présentés à la Figure 2.4. Le même principe s'applique à la construction : les entrées incluent les matériaux de construction et les sorties sont les bâtiments.

Les industries manufacturières sont généralement classées selon la nature de leurs produits. Ceci se fait au moyen de la Classification industrielle internationale normalisée de toutes les activités économiques (ISIC) utilisée au Tableau 2.1 pour une comparaison aisée.

**Figure 2.4** Utilisation des combustibles comme source d'énergie dans les industries manufacturières pour convertir les matières brutes en produits.<sup>10</sup>



Les matières brutes utilisées dans les industries manufacturières peuvent également inclure des combustibles fossiles. Parmi les exemples la production de produits pétrochimiques (par exemple le méthanol), d'autres produits chimiques en vrac (par exemple l'ammoniac) et de fer primaire où le coke est une entrée. Dans certains cas, la situation est plus complexe parce que l'énergie nécessaire au procédé peut être directement issue des réactions chimiques des procédés de fabrication. Par exemple, dans la sidérurgie primaire, la réaction chimique entre le coke et le minerai de fer produit suffisamment de gaz et de chaleur pour faire fonctionner le procédé<sup>11</sup>. La présentation des émissions imputables aux gaz émis lors du traitement des intermédiaires et aux combustibles utilisés dans les procédés et obtenus directement des intermédiaires (par ex. la production d'ammoniac) suit le principe présenté à la Section 1.2 du présent volume ainsi que les recommandations détaillées du Volume PIUP. En résumé, si les émissions se produisent dans la catégorie de source PIUP qui a produit les gaz émis, elles sont considérées comme des émissions liées aux procédés industriels dans cette catégorie de source. Si les gaz sont exportés vers une autre catégorie de source du secteur PIUP, ou le secteur de l'énergie, alors les émissions fugitives, de combustion ou autres qui y sont associées doivent être rapportées dans le secteur où elles se produisent. Il est rappelé aux organismes chargés de l'inventaire de différencier les émissions imputables aux procédés dans lesquels le même combustible fossile est utilisé à la fois pour l'énergie et comme intermédiaire (par exemple, la production de gaz de synthèse, la production de noir de carbone), et de rapporter ces émissions dans les secteurs corrects.

Certains pays peuvent éprouver quelques difficultés à obtenir des données sur les activités désagrégées ou peuvent avoir des définitions différentes pour les catégories de source industrielles. Par exemple, certains pays peuvent inclure la consommation énergétique résidentielle des travailleurs dans la consommation industrielle. Dans ce cas, il convient de documenter toute déviation des définitions.

<sup>10</sup> Pour certaines industries, les matières brutes peuvent inclure les combustibles fossiles. Certains combustibles peuvent être dérivés de sous-produits ou de courants résiduels engendrés durant le procédé de production.

<sup>11</sup> Les Documents de référence sur les meilleures techniques à disposition pour la sidérurgie (<http://eippcb.jrc.es/>) du Bureau européen de la prévention et du contrôle de la pollution (GIEC) montrent qu'environ un tiers des besoins en chaleur du procédé sont satisfaits par les gaz de haut-fourneau produit et brûlé dans les réchauffeurs à air soufflé. De plus, la chaleur produite par la production de CO lorsque l'air soufflé passe au-dessus du coke ne fait pas partie, à strictement parler, de la réduction du minerai.

### 2.3.3.2 NIVEAU 3

Les estimations de Niveau 3 incorporent des données au niveau des installations individuelles. Ce type d'information est de plus en plus disponible étant donné les exigences du système d'échange de quotas d'émission. Il arrive souvent que les données au niveau de l'installation ne couvrent pas exactement les mêmes informations que les classifications dans les statistiques nationales sur l'énergie, ce qui peut causer des difficultés lorsque les diverses sources d'information sont combinées. Le Chapitre 2 du Volume 1 sur les orientations générales et la présentation des rapports présente des méthodes permettant de combiner les données.

### 2.3.3.3 ÉVITER LE DOUBLE COMPTAGE DES DONNEES SUR LES ACTIVITES AVEC LES AUTRES SECTEURS

L'utilisation de statistiques sur la combustion de carburant plutôt que de statistiques sur les livraisons de carburant est cruciale pour éviter un double comptage des estimations des émissions. Cependant, les données sur la combustion de carburant sont très rarement complètes car il n'est pas possible de mesurer la consommation de combustibles ou les émissions de chaque source résidentielle ou commerciale. Par conséquent, les inventaires nationaux qui utilisent cette approche contiendront généralement à la fois des données sur la combustion pour les sources plus importantes et des données sur les livraisons pour les autres sources. L'organisme chargé de l'inventaire doit faire attention d'éviter le double comptage ou l'omission d'émissions lorsque de multiples sources de données sont combinées.

Lorsque les données sur les activités ne représentent pas des quantités de combustibles brûlés mais plutôt des livraisons à des entreprises ou des sous-catégories principales, il existe un risque de double comptage des émissions imputables au secteur PIUP (Chapitre 5) ou au secteur des déchets. Il n'est pas toujours facile d'identifier le double comptage. Les combustibles livrés et utilisés pour certains procédés peuvent générer des produits dérivés utilisés comme combustibles dans une autre partie de l'installation de production ou vendus comme combustibles à des tiers (par exemple : gaz de hauts-fourneaux dérivés du coke et autres intrants carbonés des hauts-fourneaux). Les *bonnes pratiques* consistent à coordonner les estimations entre la catégorie de source stationnaire et les catégories industrielles appropriées afin d'éviter le double comptage ou les omissions. Certaines catégories et sous-catégories dans lesquelles le carbone des combustibles fossiles est rapporté et dans lesquelles le double comptage du carbone des combustibles fossiles pourrait, en principe, se produire, sont présentées ci-dessous.

- PIUP – Production de produits non combustibles à partir d'intermédiaires énergétiques tels que le coke, l'éthane, le gasoil/diesel, le LPG, le naphta et le gaz naturel.

La production de gaz de synthèse, c'est-à-dire le mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène, par reformage à la vapeur ou oxydation partielle des intermédiaires énergétiques mérite une attention toute particulière étant donné que ces procédés produisent des émissions de CO<sub>2</sub>. Le gaz de synthèse est un produit intermédiaire dans la production de produits chimiques tels que l'ammoniac, le formaldéhyde, le méthanol, le monoxyde de carbone pur et l'hydrogène pur. Les émissions imputables à ces procédés doivent être prises en compte dans le secteur PIUP. Veuillez noter que les émissions de CO<sub>2</sub> doivent être comptabilisées au point d'émission si le gaz n'est stocké que pour une période courte (par ex., le CO<sub>2</sub> utilisé dans l'industrie des aliments et des boissons produits comme sous-produit de la production d'ammoniac).

Le gaz de synthèse est également produit par oxydation partielle/gazage des intermédiaires combustibles solides et liquides à l'aide de la relativement plus récente technologie de gazage intégrée à un cycle combiné (GICC) pour la production d'énergie. Lorsque le gaz de synthèse est produit au moyen de la technologie GICC pour produire de l'énergie, les émissions associées doivent être rapportées dans la catégorie 1A, combustion de carburant.

Lors de la production de carbures, le CO<sub>2</sub> est libéré lorsque les combustibles riches en carbone, principalement le coke de pétrole, sont utilisés comme source de carbone. Ces émissions doivent être prises en compte dans le secteur PIUP.

Pour plus d'informations, veuillez consulter le Volume 3, qui donne des détails pour vérifier l'exhaustivité des émissions de carbone imputables aux intermédiaires et autres utilisations non énergétiques.

- PIUP, AFAT – Utilisation du carbone comme agent réducteur dans la production du métal

Les émissions de gaz à effet de serre dues à l'utilisation du charbon, du coke, du gaz naturel, des anodes précuites et des électrodes de charbon comme agents réducteurs dans la production commerciale des métaux extraits de minerais doivent être prises en compte dans le secteur PIUP. Les copeaux de bois et le charbon de bois peuvent également être utilisés dans certains des procédés. Dans ce cas, les émissions résultantes

sont prises en compte dans le secteur AFAT. Des combustibles dérivés (gaz de four à coke et gaz de haut-fourneau) sont produits dans certains de ces procédés. Ces combustibles peuvent être vendus ou utilisés dans l'usine. Ils peuvent ou non être inclus dans le bilan énergétique national. Il convient donc de faire attention à éviter un double comptage des émissions.

- **ÉNERGIE, DÉCHETS** – méthane des déchets de mine de charbon, gaz des décharges et gaz d'égout

Dans ces cas, il est important de s'assurer que les quantités de combustibles prises en compte dans la combustion stationnaire sont identiques aux quantités soustraites des « émissions fugitives imputables à l'extraction et la manutention du charbon », l'« incinération des déchets » et le « traitement et rejet des eaux usées ».

- **DÉCHETS** – Incinération des déchets

Lorsque l'énergie est récupérée de la combustion des déchets, les émissions de gaz à effet de serre associées sont prises en compte dans la combustion stationnaire du secteur de l'énergie. L'incinération des déchets qui n'est pas associée à des fins énergétiques doit être rapportée dans la catégorie de source Déchets ; voir Chapitre 5 (Incinération et brûlage à l'air libre des déchets) du Volume 5. Les *bonnes pratiques* recommandent d'évaluer le contenu des déchets et de différencier les parties contenant des matières plastiques et autres matériaux contenant du carbone fossile de la partie biogène et estimer les émissions associées en conséquence. Les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la partie contenant du carbone fossile peuvent être incluses dans la catégorie *Autres combustibles*, alors que les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la biomasse doivent être rapportées comme un élément pour information. Pour les estimations de niveau supérieur, l'organisme chargé de l'inventaire peut se référer au Chapitre 5 du Volume Déchets. Les *bonnes pratiques* recommandent de contacter les organes chargés de récupérer les huiles usagées pour évaluer dans quelle mesure les huiles usagées sont brûlées dans le pays et estimer et rapporter ces émissions dans le secteur de l'énergie si elles sont utilisées comme combustible.

- **ÉNERGIE** – Combustion mobile

Il s'agit principalement de s'assurer d'éviter le double comptage des véhicules agricoles et hors route.

### 2.3.3.4 TRAITEMENT DE LA BIOMASSE

La biomasse est un cas particulier :

- Les émissions de CO<sub>2</sub> imputables aux biocombustibles sont estimées et présentées dans le secteur AFAT dans le cadre de la méthodologie AFAT. Dans les tableaux de présentation, les émissions imputables à la combustion de biocombustibles sont présentées comme éléments pour information mais non incluses dans les totaux sectoriels ou nationaux pour éviter un double comptage. Dans les tableaux de facteurs d'émission présentés dans ce chapitre, les facteurs d'émission par défaut du CO<sub>2</sub> sont présentés pour permettre à l'utilisateur d'estimer ces éléments pour information.
- Pour la biomasse, seule cette partie de la biomasse qui est brûlée à des fins énergétiques doit être estimée pour être indiquée comme élément pour information dans le secteur de l'énergie.
- Cependant, les émissions de CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O sont estimées et incluses dans les totaux du secteur et les totaux nationaux car leur effet s'ajoute aux variations des stocks estimées dans le secteur AFAT.
- Pour le bois de chauffage, des données sur les activités sont disponibles auprès de l'AEI ou la FAO (Organisation des Nations unies pour l'alimentation et l'agriculture). Ces données proviennent de sources nationales et les organismes chargés de l'inventaire peuvent mieux comprendre le contexte national en contactant des agences nationales de statistiques afin de trouver les organisations impliquées.
- Pour les résidus de cultures agricoles (partie de l'autre biomasse solide primaire) et pour le bois de chauffage, des méthodes d'estimation pour les données sur les activités sont disponibles au Chapitre 5 du volume AFAT.
- Dans certains exemples, les biocombustibles seront brûlés avec des combustibles fossiles. Dans ce cas, la séparation entre la fraction fossile et non-fossile du combustible doit être établie et les facteurs d'émission seront appliqués aux fractions appropriées.

## 2.3.4 Capture du dioxyde de carbone

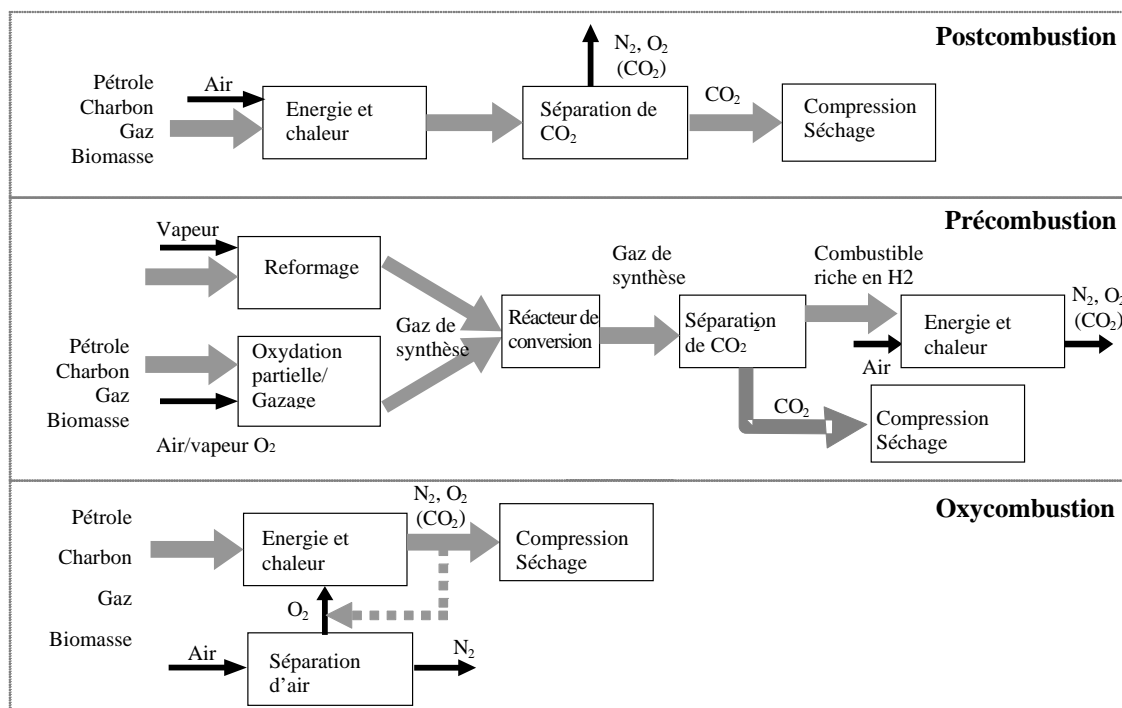
La capture et le stockage consiste à séparer le dioxyde de carbone, qui sans cela serait émis dans l'atmosphère, des courants de gaz et à le transférer pour un stockage à long terme indéfini dans des réservoirs géologiques,

comme des champs de pétrole et de gaz épuisés ou des zones aquifères salines profondes. Dans le secteur de l'énergie, les candidats pour les opérations de capture et de stockage du dioxyde de carbone sont, entre autres, les importantes sources stationnaires telles que les centrales électriques et les unités d'adoucissement du gaz naturel. Le présent chapitre traite uniquement la capture du CO<sub>2</sub> associée à des activités de combustion, en particulier celles liées aux centrales électriques. Les émissions fugitives dues au transfert du dioxyde de carbone du point de capture au stockage géologique, et les émissions dues au site de stockage lui-même, sont couvertes au Chapitre 5 du présent volume. D'autres possibilités existent également dans l'industrie de capturer le CO<sub>2</sub> des cycles de procédé. Celles-ci sont traitées au Volume 3.

Il existe trois approches principales pour capturer le CO<sub>2</sub> imputable à la combustion des combustibles fossiles et/ou la biomasse (Figure 2.5). La capture postcombustion consiste à séparer le CO<sub>2</sub> des gaz de cheminée produits par la combustion d'un combustible (pétrole, charbon, gaz naturel ou biomasse) dans l'air. La capture précombustion implique la production de gaz de synthèse, c'est-à-dire le mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène, en faisant réagir des intermédiaires énergétiques avec de la vapeur et/ou de l'oxygène ou de l'air. Au moyen de la réaction de conversion, on fait réagir le monoxyde de carbone résultant avec la vapeur pour produire du CO<sub>2</sub> et plus d'hydrogène. Le courant qui quitte le réacteur de conversion est séparé en un courant de CO<sub>2</sub> d'une grande pureté et un combustible riche en H<sub>2</sub> qui peut être utilisé dans de nombreuses applications, comme les chaudières, les turbines à gaz et les piles à combustible.

Pour la combustion de carburant, l'oxycombustion utilise soit l'oxygène presque pur ou un mélange d'oxygène presque pur et d'un gaz de cheminée recyclé riche en CO<sub>2</sub> à la place de l'air. Le gaz de cheminée contient principalement du H<sub>2</sub>O et du CO<sub>2</sub> avec de l'oxygène en excès nécessaire pour assurer une combustion complète du combustible. Il contiendra également tout autre composant du combustible, tout diluant du courant d'oxygène fourni, toute matière inerte du combustible et des fuites d'air de l'atmosphère dans le système. Le gaz de cheminée net, après refroidissement pour condenser la vapeur d'eau, contient environ 80 à 98 pour cent de CO<sub>2</sub> selon le combustible et le procédé d'oxycombustion spécifiques utilisés.

**Figure 2.5**      **Systèmes de capture du CO<sub>2</sub> des sources de combustion stationnaire**

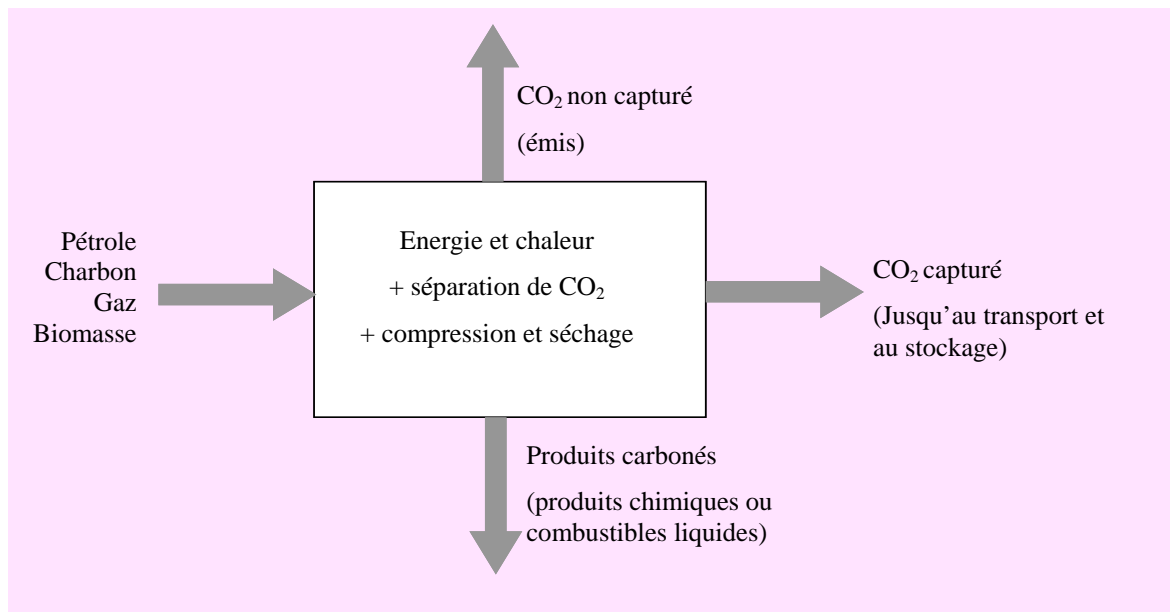


La capture du dioxyde de carbone nécessite des besoins en énergie qui correspondent à une augmentation de la consommation de combustibles fossiles. En outre, le procédé de capture ne présente pas un rendement de 100 pour cent, aussi une fraction de CO<sub>2</sub> sera toujours émise du courant gazeux. Le Chapitre 3 du Rapport spécial du GIEC sur la capture et le stockage du CO<sub>2</sub> (Thambimuthu *et al.*, 2005) donne un aperçu exhaustif des

technologies actuelles et nouvelles pour capturer le CO<sub>2</sub> de différents courants qui apparaissent dans les secteurs de l'énergie et des procédés industriels.

Le schéma général des flux de carbone dans les trois méthodes de capture du CO<sub>2</sub> des courants qui apparaissent dans les procédés de combustion est décrit à la Figure 2.6. La frontière du système envisagée dans ce chapitre inclut la centrale électrique ou d'autres procédés d'intérêt, l'unité d'absorption du CO<sub>2</sub> et la compression/le séchage du CO<sub>2</sub> capturé mais elle n'inclut pas les systèmes de transport et de stockage du CO<sub>2</sub>. Ce schéma général envisage également la possibilité que les systèmes de capture précombustion puissent également être appliqués à des usines multiproduits (également appelées centrales de polyproduction). Le type de centrale polyproduction considéré dans ce chapitre utilise des combustibles fossiles comme intermédiaires pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur plus une variété de co-produits tels que l'hydrogène, des produits chimiques et des combustibles liquides. En général, dans ces procédés associés aux systèmes de capture postcombustion et par oxycombustion, aucun co-produit carboné n'est produit.

**Figure 2.6 Flux de carbone entrant et sortant de la frontière du système pour un système de capture du CO<sub>2</sub> associé aux procédés de combustion stationnaire**



Le rendement de capture du CO<sub>2</sub> de tout système représenté à la Figure 2.6 est calculé au moyen de l'Equation 2.6. Le Tableau 2.11 présente un résumé des estimations des rendements de capture du CO<sub>2</sub> pour les systèmes post et précombustion d'intérêt qui ont été récemment présentés dans diverses études. Ces informations sont fournies à titre d'illustration uniquement car les *bonnes pratiques* recommandent d'utiliser des données mesurées sur le volume capturé plutôt que des facteurs de rendement pour estimer les émissions d'une installation de capture de CO<sub>2</sub>.

**EQUATION 2.6**  
**RENDEMENT DE CAPTURE DU CO<sub>2</sub>**

$$rendement_{technologie\ capture\ CO_2} = \frac{C_{CO_2\ capturé}}{C_{combustible} - C_{produits}} \cdot 100$$

Où :

- $rendement_{technologie\ capture\ CO_2}$  = rendement du système de capture du CO<sub>2</sub> (pour cent)
- $C_{CO_2\ capturé}$  = quantité de carbone dans le courant de CO<sub>2</sub> capturé (kg)
- $C_{combustible}$  = quantité de carbone dans les combustibles fossiles ou la biomasse qui entrent dans la centrale (kg)
- $C_{produits}$  = quantité de carbone dans les produits chimiques ou combustibles carbonés de la centrale (kg).

**TABLEAU 2.11**  
**RENDEMENTS DE CAPTURE DU CO<sub>2</sub> TYPIQUES POUR LES SYSTEMES DE POST ET DE PRECOMBUSTION**

Technologies	Rendement (%)			Références
	Moyenn e	Minimum	Maximum	
Centrale électrique / système de capture Centrale au charbon sous-bitumineux/bitumineux pulvérisé (250-760 MWe, rendement net de l'usine de 41-45%) <sup>1,2</sup> / Capture postcombustion à base d'amines.	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.
Centrale au gaz naturel à cycle combiné (380-780 MWe, rendement net de l'usine de 55-58%, faible pouvoir calorifique) <sup>1</sup> / Capture postcombustion à base d'amines.	88	85	90	CCP, 2005; EPRI, 2002; IEA GHG, 2004; NETL, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005.
Centrale à cycle combiné avec gazage intégrée (400-830 MWe, rendement net de l'usine de 31-40%) <sup>1</sup> / Capture précombustion à base de solvant physique (Selexol)	88	85	91	IEA GHG, 2003; NETL, 2002; Nsakala <i>et al.</i> , 2003; Parsons, 2002; Rubin <i>et al.</i> , 2005; Simbeck, 2002.
Usine électrique + H <sub>2</sub> (charbon, capacité d'entrée 2600-9900 GJ/h) <sup>1</sup> / Capture précombustion à base de solvant physique (principalement Selexol)	83	80	90	Kreutz <i>et al.</i> , 2005; Mitretek, 2003; NRC, 2004; Parsons, 2002.
Électricité + oxyde de méthyle (charbon, capacité d'entrée 7900-8700 GJ/h) <sup>1</sup> / Capture précombustion à base de solvant physique (Selexol ou Rectisol)	64	32	97	Celik <i>et al.</i> , 2005; Larson, 2003
Électricité + méthanol (charbon, capacité d'entrée 9900 GJ/h) <sup>1</sup> / Capture précombustion à base de solvant physique (Selexol)	60	58	63	Larson, 2003
Électricité + liquides Fischer-Tropsch (charbon, capacité d'entrée 16000 GJ/h) <sup>1</sup> / Capture précombustion à base de solvant physique (Selexol)	91	-	-	Mitretek, 2001
<sup>1</sup> Centrale de référence sans système de capture du CO <sub>2</sub> <sup>2</sup> Ces options incluent des centrales existantes avec système de capture postcombustion par solarisation ainsi que de nouvelles conceptions intégrant la production d'énergie et les systèmes de capture.				

### ESTIMATIONS DES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DE NIVEAU 3

Étant donné que la technologie est nouvelle, elle nécessite l'établissement de rapports spécifiques à l'usine à un Niveau 3. Les usines avec des systèmes de capture et de stockage mesureront probablement la quantité de gaz absorbée par le courant de gaz et transférée pour être stockée dans un site de stockage géologique. Les rendements de capture dérivés des données mesurées peuvent être comparés aux valeurs du Tableau 2.11 à titre de vérification par recouplement.



Avec la méthode de Niveau 3, les émissions de CO<sub>2</sub> sont donc estimées sur base de la consommation de combustibles estimée telle que décrite dans les sections précédentes du présent chapitre moins la quantité absorbée mesurée.

**EQUATION 2.7**  
**TRAITEMENT DE LA CAPTURE DU CO<sub>2</sub>**  
 $Emissions_s = Production_s - Capture_s$

Où :

$s$  = catégorie de source ou sous-catégorie dans laquelle la capture a lieu

$Capture_s$  = quantité capturée

$Production_s$  = émissions estimées, en suivant les présentes recommandations et selon l'hypothèse de l'absence de capture

Émissions = Émissions présentées pour la catégorie de source ou la sous-catégorie

Cette méthode prend directement en compte toute augmentation de la consommation d'énergie de l'usine étant donné le procédé de capture (car celui-ci sera reflété dans les statistiques sur les combustibles), et il ne nécessite pas d'estimation indépendante du rendement de capture étant donné que les émissions résiduelles sont estimées plus précisément par soustraction. Si l'usine utilise des biocombustibles, les émissions de CO<sub>2</sub> correspondantes seront nulles (celles-ci sont déjà incluses dans les totaux nationaux car elles sont traitées dans le secteur AFAT). Aussi la soustraction de la quantité de gaz transférée pour le stockage à long terme peut donner des émissions négatives. Ceci est correct étant donné que si le carbone de la biomasse est stocké de manière permanente, il est absorbé de l'atmosphère. Le corollaire de ceci est que toutes les émissions ultérieures imputables au transport de CO<sub>2</sub>, à l'injection de CO<sub>2</sub> et au réservoir de stockage lui-même doivent être comptabilisées dans les émissions nationales totales, que le carbone provienne de sources fossiles ou de la production récente de la biomasse. C'est pourquoi aucune référence n'est faite à l'origine du CO<sub>2</sub> stocké dans des réservoirs souterrains dans les sections 5.3 (transport du CO<sub>2</sub>), 5.4 (Injection) et 5.5 (Stockage géologique). La mesure pour la quantité absorbée sera en ligne avec les pratiques industrielles et sera normalement exact à environ 1 pour cent.

Les quantités de CO<sub>2</sub> destinées à une utilisation ultérieure et un stockage à court terme ne doivent pas être déduites des émissions de CO<sub>2</sub> sauf lorsque les émissions de CO<sub>2</sub> sont prises en compte ailleurs dans l'inventaire<sup>12</sup>.

### 2.3.5 Exhaustivité

Une estimation exhaustive des émissions imputables à la combustion doit inclure les émissions générées par tous les combustibles et toutes les catégories de source identifiées dans les *Lignes directrices 2006 du GIEC*. L'exhaustivité doit être établie en utilisant les mêmes données sur les activités sous-jacentes pour estimer les émissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O imputables aux mêmes catégories de source.

On doit tenir compte de tous les combustibles livrés par les producteurs de combustibles. La classification erronée des entreprises et l'utilisation de distributeurs pour l'approvisionnement des petits clients commerciaux et des clients domestiques augmentent le risque d'erreurs systématiques dans l'affectation des statistiques de livraisons de combustible. S'il existe des données d'enquête sur échantillon fournissant des chiffres pour la consommation de combustible par secteurs économiques spécifiques, ces chiffres peuvent être comparés aux données de livraison correspondantes. Il convient d'identifier toute différence systématique et de modifier les affectations des données de livraisons en conséquence.

Il peut également y avoir un risque de sous-déclaration systématique des combustibles solides et liquides dans le cas de l'importation directe des combustibles par les consommateurs finaux. Les importations directes seront incluses dans les données des services douaniers, et donc dans les statistiques sur l'approvisionnement en combustible, mais non pas dans les statistiques des livraisons de combustible communiquées par les fournisseurs nationaux. Si les importations directes par les consommateurs sont significatives, la différence statistique entre les approvisionnements et les livraisons révéleront leur importance. L'utilisation propre de combustibles fournis par des mines spécialisées peut se produire dans des secteurs de fabrication comme la sidérurgie et le ciment et est également une source potentielle de sous-déclaration. Ici encore, une comparaison avec les résultats des enquêtes sur la consommation mettra en évidence les principales catégories de source affectées par les

<sup>12</sup> Parmi les exemples : production d'urée (Section 3.2, Volume 3) et utilisation de CO<sub>2</sub> dans la production de méthanol (Section 3.9, Volume 3) lorsque le CO<sub>2</sub> du aux produits finaux est pris en compte.

importations directes. En ce qui concerne les biocombustibles, il convient de consulter les agences nationales de statistiques sur l'énergie au sujet de leur utilisation, y compris l'utilisation possible de biocombustibles non commercialisés sur le marché.

L'expérience a montré que certaines activités comme la variation des stocks de combustibles fossiles des producteurs et la combustion propre de combustible par les industries énergétiques peuvent être mal représentées dans les inventaires existants. Ceci s'applique également aux statistiques sur les biocombustibles et aux statistiques dues à la combustion des déchets. Il convient particulièrement de vérifier leur présence avec les agences de statistiques, les experts et les organisations du secteur, ainsi que les sources supplémentaires de données incluses si nécessaire. Le Chapitre 2 du Volume 1 couvre la collecte des données en général.

### 2.3.6 Développement d'une série temporelle cohérente et recalculs

L'utilisation d'une méthode cohérente pour estimer les émissions est le mécanisme principal pour assurer la cohérence des séries temporelles. Cependant, il est également important d'examiner la variabilité de la qualité des combustibles dans le temps dans les limites de la description nationale des combustibles ou des types de combustibles présentés aux Tableaux 2.2 à 2.5. Ceci inclut la variation de la teneur en carbone, qui est en général reflétée par la variation des pouvoirs calorifiques utilisés pour convertir les unités de masse ou de volume dans lesquelles sont exprimés les combustibles en unités énergétiques utilisées dans l'estimation. Les *bonnes pratiques* recommandent à l'organisme chargé de l'inventaire de vérifier que les variations des pouvoirs calorifiques dans le temps sont bien reflétées dans les informations utilisées pour élaborer les statistiques nationales sur l'énergie.

L'application de ces *Lignes directrices 2006 du GIEC* peut aboutir à des révisions de certains composants de l'inventaire des émissions, tels que les facteurs d'émission ou la classification sectorielle de certaines émissions. Par exemple, un composant des émissions de CO<sub>2</sub> imputables à l'utilisation non énergétique des combustibles fossiles passera du secteur Énergie dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC* au secteur PIUP dans les *Lignes directrices 2006 du GIEC*. Alors que, pour le secteur de l'énergie, les *Lignes directrices 1996 du GIEC* estimaient les émissions potentielles totales imputables à l'utilisation de combustibles fossiles et déduisaient ensuite la portion du carbone stockée dans des produits à long terme, les *Lignes directrices 2006 du GIEC* incluent toutes les utilisations autres que comme combustible dans le secteur PIUP. Ceci devrait résulter en une faible diminution des émissions de CO<sub>2</sub> rapportées dans le secteur Énergie et une augmentation des émissions dans le secteur PIUP. Pour plus d'informations sur la cohérence des séries temporelles, veuillez consulter le Chapitre 5 du Volume 1, Cohérence des séries temporelles.

## 2.4 ÉVALUATION DES INCERTITUDES

### 2.4.1 Incertitudes relatives aux facteurs d'émission

Pour la combustion des combustibles fossiles, les incertitudes relatives aux facteurs d'émission du CO<sub>2</sub> sont relativement faibles. Ces facteurs d'émission sont déterminés par la teneur en carbone du combustible. Il y a, dès lors, des contraintes physiques sur la grandeur de leur incertitude. Cependant, il est important de noter qu'il y aura probablement des différences intrinsèques entre les incertitudes liées aux facteurs d'émission du CO<sub>2</sub> des produits pétroliers, du charbon et du gaz naturel. Les produits pétroliers se conforment généralement à des spécifications assez strictes qui limitent la plage des valeurs possibles de la teneur en carbone et du pouvoir calorifique. Ils proviennent également d'un nombre relativement peu élevé de raffineries et/ou de terminaux d'importation. Au contraire, le charbon peut provenir de mines produisant des charbons avec une très large plage possible de valeurs relatives à la teneur en carbone et aux pouvoirs calorifiques. Il est principalement fourni sous contrat aux utilisateurs qui adaptent leur équipement pour qu'il soit adapté aux caractéristiques du charbon particulier. Par conséquent, au niveau national, le produit énergétique unique « houille » peut avoir une série de facteurs d'émission de CO<sub>2</sub>.

Les facteurs d'émission pour le CH<sub>4</sub> et particulièrement pour le N<sub>2</sub>O sont très incertains. Des incertitudes élevées liées aux facteurs d'émission peuvent être attribuées au manque de mesures pertinentes et de généralisations qui s'en suivent, aux incertitudes des mesures ou à une compréhension insuffisante du procédé de production des émissions. En outre, en raison de variations stochastiques dans les conditions de procédé, une grande variabilité des facteurs d'émission en temps réel pour ces gaz peut également avoir lieu (Pulles et Heslinga, 2004). Une telle variabilité contribuera évidemment à l'incertitude des estimations des émissions. Les incertitudes des facteurs d'émission sont rarement connues ou accessibles à partir des données empiriques. Par conséquent, les incertitudes proviennent d'habitude de sources indirectes ou des opinions d'experts. Les *Lignes directrices 1996*

du GIEC (Tableau A1-1, Vol. I, p. A1.4) suggèrent une valeur d'incertitude globale de 7 pour cent pour les facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> du secteur Énergie.

Les incertitudes par défaut présentées au Tableau 2.12, obtenues d'après les classifications du Guide sur les inventaires d'émissions atmosphériques EMEP/CORINAIR (EMEP/CORINAIR, 1999), peuvent être utilisées en l'absence d'estimations spécifiques au pays.

TABLEAU 2.12 ESTIMATIONS D'INCERTITUDES PAR DÉFAUT POUR LES FACTEURS D'ÉMISSION IMPUTABLES À LA COMBUSTION STATIONNAIRE		
Secteur	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
Energie publique, production mixte et chauffage d'îlots	50-150%	Ordre de grandeur*
Combustion commerciale, institutionnelle et résidentielle	50-150%	Ordre de grandeur
Combustion industrielle	50-150%	Ordre de grandeur
* C'est-à-dire ayant une plage d'incertitude entre un dixième de la valeur moyenne et dix fois la valeur moyenne. Source : Recommandations en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 2000).		

Ces incertitudes par défaut peuvent être utilisées pour les facteurs d'émission existants (facteurs spécifiques au pays ou facteurs fournis dans les *Lignes directrices du GIEC*), mais des incertitudes supplémentaires peuvent être associées à l'application de facteurs d'émission non représentatifs du contexte national en matière de combustion. Les incertitudes peuvent être inférieures aux valeurs indiquées au Tableau 2.12 si on utilise les facteurs d'émission spécifiques au pays. Les *bonnes pratiques* recommandent d'estimer ces incertitudes en tenant compte des conseils relatifs à l'opinion d'experts figurant au Volume 1.

Il y a actuellement relativement peu d'expérience en matière d'évaluation et de compilation des incertitudes de l'inventaire. Il est nécessaire de développer davantage l'expérience pour évaluer si les quelques résultats disponibles sont typiques et comparables, et déterminer quelles sont les principales faiblesses de ce type d'analyse. Certains articles traitant l'évaluation de l'incertitude des inventaires de gaz à effet de serre ont récemment été publiés dans la littérature révisée par des spécialistes. Rypdal et Winiwater (2001) ont évalué les incertitudes des inventaires de gaz à effet de serre et comparé les résultats présentés par cinq pays, à savoir l'Autriche (Winiwater et Rypdal, 2001), les Pays-Bas (van Amstel *et al.*, 2000), la Norvège (Rypdal, 1999), le Royaume-Uni (Baggott *et al.*, 2005) et les États-Unis (EIA, 1999). Plus récemment, Monni *et al.* (2004) ont évalué les incertitudes dans l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre de la Finlande.

Les Tableaux 2.13 et 2.14 résument les évaluations de l'incertitude des facteurs d'émission pour la combustion stationnaire présentées dans les études mentionnées ci-dessus. Pour compléter ces informations, les approches et les facteurs d'émission utilisés par chaque pays (tels que présentés dans les soumissions correspondantes de l'inventaire national des gaz à effet de serre 2003 à la CCNUCC) ont été ajoutés aux Tableaux 2.13 et 2.14. On peut noter que des approches de niveau supérieur et un nombre plus élevé de facteurs d'émission spécifiques au pays (SP) ont été utilisés pour le CO<sub>2</sub> par rapport au CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O. À l'inverse, on observe pour le N<sub>2</sub>O l'utilisation d'approches de niveau inférieur et une confiance plus grande dans les facteurs d'émission par défaut. Ces informations sont principalement données à titre illustratif. Ces plages d'incertitude pourraient être utilisées par les experts nationaux en charge de l'évaluation des incertitudes comme point de départ de l'inventaire ou pour réaliser des comparaisons.

**TABLEAU 2.13**  
**RESUME DE L'ÉVALUATION DE L'INCERTITUDE LIÉE AUX FACTEURS D'ÉMISSION DE CO<sub>2</sub>**  
**POUR LES SOURCES DE COMBUSTION STATIONNAIRE D'UNE SÉLECTION DE PAYS**

Pays	Intervalle de confiance de 95 % <sup>1</sup>	Distribution	Soumission de l'inventaire des GES 2003 <sup>2</sup>		Références
			Approche <sup>3</sup>	Facteur d'émission <sup>4</sup>	
<b>Pétrole</b>					
Autriche	± 0,5	Normal	C	SP	Winiwarter et Rypdal, 2001
Norvège	± 3	Normal	C	SP	Rypdal, 1999
Pays-Bas	± 2	-	N2, SP	SP, SU	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Royaume-Uni	± 2	Normal	N2	SP	Baggott <i>et al.</i> , 2005
Etats-Unis	± 2	-	N1	SP	EIA, 1999
<b>Charbon, coke, gaz</b>					
Autriche	± 0,5	Normal	C	SP	Winiwarter et Rypdal, 2001
Norvège	± 7	Normal	C	SP	Rypdal, 1999
Pays-Bas	± 1-10	-	N2, SP	SP, SU	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Royaume-Uni	± 1-6	Normal	N2	SP	Baggott <i>et al.</i> , (2005)
États-Unis	± 0-1	-	N1	SP	EIA, 1999
<b>Autres combustibles (principalement la tourbe)</b>					
Finlande	± 5	Normal	N2, SP	D, SP, SU	Monni <i>et al.</i> , 2004
<sup>1</sup> Les données sont les limites inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance de 95 % et sont exprimées en % par rapport à la valeur moyenne. <sup>2</sup> Les informations de ces colonnes sont basées sur les soumissions de l'inventaire national des gaz à effet de serre 2003 des Parties visées à l'Annexe I de la CCNUCC. <sup>3</sup> Clés de notation indiquant l'approche utilisée : N1 (Niveau 1 du GIEC), N2 (Niveau 2 du GIEC), N3 (Niveau 3 du GIEC), C (CORINAIR), SP (Spécifique au pays). <sup>4</sup> Clés de notation indiquant le facteur d'émission utilisé : D (Facteur d'émission par défaut du GIEC), C (CORINAIR), SP (Spécifique au pays), SU (Spécifique à l'usine).					

<b>TABLEAU 2.14</b> <b>RESUME DE L'EVALUATION DE L'INCERTITUDE LIEE AUX FACTEURS D'EMISSION DE CH<sub>4</sub> ET N<sub>2</sub>O</b> <b>POUR LES SOURCES DE COMBUSTION STATIONNAIRE D'UNE SELECTION DE PAYS</b>					
Pays	Intervalle de confiance de 95 % <sup>1</sup>	Distribution	Soumission de l'inventaire des GES 2003 <sup>2</sup>		Références
			Approche <sup>3</sup>	Facteur d'émission <sup>4</sup>	
<b>CH<sub>4</sub></b>					
Autriche	± 50	Normal	C, SP	SP	Winiwarter et Rypdal, 2001
Finlande	-75 à +10	β	N1, N2, SP	SP, SU	Monni <i>et al.</i> , 2004
Norvège	-50 à + 100	Lognormal	N2, SP	D, SP, SU	Rypdal, 1999
Pays-Bas	± 25	-	N2, SP	SP, SU	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Royaume-Uni	± 50	Normal tronqué	N2	D, C, SP	Baggott <i>et al.</i> , 2005
Etats-Unis	Ordre de grandeur	-	N1	D, SP	EIA, 1999
<b>N<sub>2</sub>O</b>					
Autriche	± 20	Normal	C, SP	SP	Winiwarter et Rypdal, 2001
Finlande	-75 à +10	Beta	N1, N2, SP	SP, SU	Monni <i>et al.</i> , 2004
Norvège	-66 à + 200	Beta	N1, N2	D, SP	Rypdal, 1999
Pays-Bas	± 75	-	N1, SP	D, SU	Van Amstel <i>et al.</i> , 2000
Royaume-Uni	± 100 à 200	-	N2	D, C, SP	Baggott <i>et al.</i> , 2005
Etats-Unis	-55 à + 200	-	N1	D, SP	EIA, 1999
<sup>1</sup> Les données sont les limites inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance de 95 % et sont exprimées en % par rapport à la valeur moyenne. <sup>2</sup> Les informations de ces colonnes sont basées sur les soumissions de l'inventaire national des gaz à effet de serre 2003 des Parties visées à l'Annexe I de la CCNUCC. <sup>3</sup> Clés de notation indiquant l'approche utilisée : N1 (Niveau 1 du GIEC), N2 (Niveau 2 du GIEC), N3 (Niveau 3 du GIEC), C (CORINAIR), SP (Spécifique au pays). <sup>4</sup> Clés de notation indiquant le facteur d'émission utilisé : D (Facteur d'émission par défaut du GIEC), C (CORINAIR), SP (Spécifique au pays), SU (Spécifique à l'usine).					

## 2.4.2 Incertitudes des données sur les activités

Les statistiques sur les combustibles utilisés par de grandes sources obtenues par des mesures directes ou par des communications de données obligatoires seront probablement dans une limite de 3 pour cent de l'estimation centrale. Pour les industries grandes consommatrices d'énergie, les données de combustion sont probablement plus précises. Les *bonnes pratiques* consistent à estimer les incertitudes relatives à la consommation de combustible pour les principales sous-catégories, en collaboration avec les concepteurs de l'enquête sur échantillon car les incertitudes dépendent de la qualité de la conception de l'enquête et de la taille de l'échantillon.

Outre un biais systématique des données sur les activités dû à une couverture incomplète de la consommation des combustibles, les données sur les activités seront entachées d'erreurs aléatoires au niveau de la collecte des données, erreurs variables d'une année à l'autre. Les pays disposant de systèmes de collecte de données efficaces, avec contrôle de la qualité des données, peuvent espérer maintenir le taux d'erreur aléatoire pour l'énergie totale utilisée consignée à environ 2-3 pour cent du chiffre annuel. Cette plage reflète les limites de confiance implicite pour la demande énergétique totale observée dans des modèles utilisant des données chronologiques sur l'énergie et associant la demande énergétique aux facteurs économiques. Les pourcentages d'erreur pour l'utilisation énergétique individuelle peuvent être bien plus élevés.

Les incertitudes générales pour les données sur les activités sont une combinaison des erreurs systématiques et des erreurs aléatoires. La plupart des pays développés préparent des bilans des approvisionnements et des livraisons de combustible, lesquels constituent un contrôle des erreurs systématiques. Dans ce cas, les erreurs systématiques globales seront probablement faibles. Pour la plupart des pays développés, les experts estiment que les incertitudes résultant des deux types d'erreur sont probablement de l'ordre de  $\pm 5$  pour cent. Pour les pays disposant de systèmes de données énergétiques moins bien développés, ces incertitudes peuvent être bien plus élevées, probablement de l'ordre de  $\pm 10$  pour cent. Des activités non officielles peuvent entraîner jusqu'à 50 pour cent d'augmentation des incertitudes dans certains secteurs pour certains pays.

Les plages d'incertitude pour les données sur les activités liées à la combustion stationnaire sont indiquées au Tableau 2.15. Ces informations peuvent être utilisées pour présenter les incertitudes. Les *bonnes pratiques* recommandent aux organismes chargés de l'inventaire de développer, si possible, des incertitudes spécifiques au pays en se basant sur l'opinion d'experts et/ou l'analyse statistique.

<b>TABLEAU 2.15</b> <b>NIVEAU D'INCERTITUDES POUR LES DONNEES SUR LES ACTIVITES RELATIVES A LA COMBUSTION</b> <b>STATIONNAIRE</b>				
<b>Secteur</b>	<b>Systèmes statistiques bien développés</b>		<b>Systèmes statistiques moins développés</b>	
	<b>Études</b>	<b>Extrapolation</b>	<b>Études</b>	<b>Extrapolation</b>
Production d'électricité et de chaleur du secteur public	Moins de 1 %	3-5%	1-2%	5-10%
Combustion commerciale, institutionnelle et résidentielle	3-5%	5-10%	10-15%	15-25%
Combustion industrielle (Industries grandes consommatrices d'énergie)	2-3%	3-5%	2-3%	5-10%
Combustion industrielle (autres)	3-5%	5-10%	10-15%	15-20%
Biomasse de petites sources	10-30%	20-40%	30-60%	60-100%
L'organisme chargé de l'inventaire devra estimer quel type de système de statistiques est le plus représentatif du contexte national. Source : Recommandations en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 2000).				

## 2.5 ASSURANCE DE LA QUALITÉ / CONTRÔLE DE LA QUALITÉ (AQ/CQ)

Des procédures AQ/CQ spécifiques permettant d'optimiser la qualité des estimations des émissions imputables à la combustion stationnaire sont présentées au Tableau 2.16.

### 2.5.1 Établissement de rapports et documentation

Les *bonnes pratiques* recommandent de documenter et archiver toutes les informations nécessaires à la production des estimations des émissions pour les inventaires nationaux comme indiqué au Chapitre 8 du Volume 1. Il n'est pas possible d'inclure toute la documentation dans le rapport d'inventaire. Cependant, l'inventaire devra inclure des résumés des méthodes utilisées et des références aux sources de données de sorte que les estimations d'émissions présentées soient transparentes et que les étapes de leur calcul puissent être retracées. Des exemples de documentation et de rapports spécifiques pertinents pour les sources de combustion stationnaire sont abordés ci-dessous.

Pour tous les niveaux, les *bonnes pratiques* recommandent de fournir les sources de données sur l'énergie utilisées et des observations sur l'exhaustivité de l'ensemble de données. La plupart des statistiques sur l'énergie ne sont pas considérées comme confidentielles. Si l'organisme chargé de l'inventaire ne présente pas des

données désagrégées pour des raisons de confidentialité, les *bonnes pratiques* recommandent d'expliquer ces raisons et de présenter les données sous une forme plus agrégée.

Le format de présentation des rapports actuel du GIEC (tableurs, tableaux agrégés) tente de trouver un équilibre entre les exigences en matière de transparence et le niveau d'effort réellement réalisable par la plupart des organismes chargés de l'inventaire. Les *bonnes pratiques* demandent quelques efforts supplémentaires pour satisfaire complètement les exigences en matière de transparence. En particulier, si le Niveau 3 est utilisé, des tableaux supplémentaires montrant les données sur les activités directement associées aux facteurs d'émission doivent être préparés.

Pour les facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> spécifiques au pays, les *bonnes pratiques* recommandent de fournir les sources des pouvoirs calorifiques, de la teneur en carbone et des facteurs d'oxydation (si le facteur par défaut de 100 % est utilisé ou une valeur différente selon le contexte). Pour les estimations de gaz à effet de serre autre que le CO<sub>2</sub> spécifiques au pays et à la technologie, il peut être nécessaire de citer différentes références ou documents. Les *bonnes pratiques* recommandent de fournir des citations pour ces références, particulièrement si elles décrivent de nouveaux développements méthodologiques ou facteurs d'émission pour des technologies particulières ou un contexte national particulier. Les *bonnes pratiques* recommandent de donner la date de la dernière révision et de toute vérification de l'exactitude pour tous les facteurs d'émission spécifiques au pays et à la technologie.

Dans ces circonstances ou un double comptage peut se produire, les *bonnes pratiques* recommandent d'indiquer clairement si les estimations des émissions ont été attribuées au secteur Énergie ou à d'autres secteurs tels que le secteur AFAT, PIUP ou Déchets afin de montrer qu'aucun double comptage n'a eu lieu.

## 2.6 FEUILLES DE TRAVAIL

Pour l'approche sectorielle de Niveau I, il faut compléter les quatre pages des feuilles de travail (Annexe 1 du présent volume) pour chaque catégorie de source indiquée au Tableau 2.16. Seule la quantité de combustible brûlé à des fins énergétiques devra être indiquée à la colonne A des feuilles de travail. Lorsqu'on complète la colonne A des feuilles de travail, les points suivants doivent être pris en compte : 1) certains combustibles sont utilisés à d'autres fins que la combustion, 2) les combustibles dérivés des déchets sont parfois brûlés à des fins énergétiques, et 3) certaines émissions dues à la combustion de carburant doivent être indiquées dans les procédés industriels. Le Tableau 1 de l'Annexe présente une liste de considérations principales à prendre en compte lorsqu'on décide quelle fraction de la consommation doit être indiquée dans les données sur les activités pour chaque combustible.

<b>TABLEAU 2.16</b>	
<b>LISTE DES CATEGORIES DE SOURCE POUR LA COMBUSTION STATIONNAIRE</b>	
<b>Code</b>	<b>Dénomination</b>
1A1a	Production d'électricité et de chaleur du secteur public
1A1b	Raffinage du pétrole
1A1c	Transformation des combustibles solides et autres industries de l'énergie
1A2a	Sidérurgie
1A2b	Métaux non ferreux
1A2c	Produits chimiques
1A2d	Papier, pâte à papier et imprimerie
1A2e	Produits alimentaires, boissons et tabac
1A2f	Produits minéraux non métalliques
1A2g	Équipement de transport
1A2h	Machinerie
1A2i	Industries extractives (à l'exclusion de l'extraction de combustibles)
1A2j	Bois et produits ligneux
1A2k	Construction
1A2l	Textiles et cuir
1A2m	Industrie non spécifiée
1A4a	Secteur commercial et institutionnel
1A4b	Secteur résidentiel
1A4c	Agriculture/foresterie/pêche/pisciculture (combustion stationnaire)
1A5a	Non spécifié



**TABLEAU 2.17**  
**PROCEDURES AQ/CQ POUR LES SOURCES STATIONNAIRES**

Activité	Calculs des émissions de CO <sub>2</sub> imputables à la combustion stationnaire	Calculs des émissions autres que le CO <sub>2</sub> imputables à la combustion stationnaire
<b>Comparaison des estimations d'émissions à l'aide d'approches différentes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'organisme chargé de l'inventaire devra comparer les estimations d'émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la combustion de carburant et obtenues à l'aide de l'approche sectorielle et celles obtenues avec l'approche de référence, et expliquer toute différence supérieure ou égale à 5%. Pour cette analyse comparative, les émissions imputables aux combustibles utilisés à des fins autres que la combustion, et prises en compte dans d'autres sections d'un inventaire de GES, devront être soustraites de l'approche de référence.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dans le cas de l'utilisation d'une approche de Niveau 2 avec facteurs spécifiques au pays, l'organisme chargé de l'inventaire devra comparer le résultat avec les émissions calculées par l'approche de Niveau 1 avec facteurs par défaut du GIEC. Ce type de comparaison pourra nécessiter l'agrégation des émissions de Niveau 2 dans les groupes des mêmes secteurs et des mêmes combustibles que ceux de l'approche de Niveau 1. L'approche doit être documentée et toutes les divergences doivent être analysées.</li> <li>Si possible, l'organisme chargé de l'inventaire devra comparer la cohérence des calculs avec la teneur maximale en carbone des combustibles utilisés par des sources stationnaires. Tous les secteurs de la combustion doivent avoir des prévisions de bilans de carbone.</li> </ul>
<b>Vérification des données sur les activités</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'agence nationale responsable des statistiques sur l'énergie devra établir, si les ressources le permettent, des bilans énergétiques nationaux exprimés en unités de masse et des bilans de masse des industries de conversion de combustibles. On devra vérifier la série temporelle des différences statistiques pour rechercher des effets systématiques (indiqués par le fait que les différences ont toujours le même signe) et, si possible, éliminer ces effets.</li> <li>L'agence nationale responsable des statistiques sur l'énergie devra également établir, si les ressources le permettent, des bilans énergétiques nationaux exprimés en unités d'énergie et des bilans énergétiques des industries de conversion de combustibles. On devra vérifier la série temporelle des différences statistiques, et les valeurs du pouvoir calorifique devront être vérifiées par recoupement avec les valeurs par défaut données dans l'introduction. Cette étape ne sera utile que dans le cas de l'affectation de différentes valeurs du pouvoir calorifique pour un combustible particulier (charbon, par exemple) à différentes rubriques du bilan (production, importations, fours à coke, foyers, etc.). Les différences statistiques présentant des variations significatives de la grandeur ou du signe par rapport aux valeurs massiques correspondantes sont révélatrices de valeurs du pouvoir calorifique incorrectes.</li> <li>L'organisme chargé de l'inventaire devra confirmer qu'il y a eu ajustement de l'approvisionnement en carbone brut dans l'approche de référence pour tenir compte du carbone des combustibles fossiles provenant des matériaux non énergétiques importés ou exportés dans les pays où cela devrait être important.</li> <li>L'organisme chargé de l'inventaire devra comparer les statistiques sur l'énergie à celles fournies aux organisations internationales afin d'identifier toute contradiction.</li> <li>Les grandes installations de combustion peuvent collecter systématiquement des statistiques sur la combustion et les émissions conformément à la réglementation antipollution. Si possible, l'organisme chargé de l'inventaire peut utiliser ces données pour vérifier le caractère représentatif des statistiques nationales sur l'énergie.</li> <li>Dans le cas de l'utilisation de données secondaires fournies par des organisations nationales, l'organisme chargé de l'inventaire devra s'assurer que ces organisations utilisent des programmes AQ/CQ appropriés.</li> </ul>	

**TABLEAU 2.17 (SUITE)**  
**PROCÉDURES AQ/CQ POUR LES SOURCES STATIONNAIRES**

Activité	Calculs des émissions de CO <sub>2</sub> imputables à la combustion stationnaire	Calculs des émissions autres que le CO <sub>2</sub> imputables à la combustion stationnaire
<b>Examen des facteurs d'émission</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'organisme chargé de l'inventaire devra établir des bilans énergétiques nationaux exprimés en unités de carbone et en bilans de carbone pour les industries de conversion des combustibles. La série temporelle des différences statistiques devra être vérifiée. Les différences statistiques présentant des variations significatives de la grandeur ou du signe par rapport aux valeurs massiques correspondantes sont révélatrices de teneurs en carbone incorrectes.</li> <li>• Des systèmes de contrôle continu dans de grandes installations de combustion peuvent être utilisés pour vérifier les facteurs d'émission et d'oxydation utilisés dans l'installation.</li> <li>• Certains pays estiment les émissions sur base des combustibles consommés et des teneurs en carbone de ces combustibles. Dans ce cas, les teneurs en carbone des combustibles doivent être revues régulièrement.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans le cas de l'utilisation de facteurs d'émission spécifiques au pays, l'organisme chargé de l'inventaire devra les comparer aux facteurs par défaut du GIEC, et expliquer et documenter les différences.</li> <li>• L'organisme chargé de l'inventaire devra également comparer les facteurs d'émission utilisés et les facteurs fournis par les sites industriels ou les installations, s'ils sont disponibles. Ce type de comparaison indique si le facteur national est raisonnable et représentatif.</li> </ul>
<b>Évaluation des mesures directes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'organisme chargé de l'inventaire devra évaluer le contrôle de la qualité associé aux mesures des combustibles au niveau de l'installation de production utilisées pour calculer les facteurs d'émission et d'oxydation spécifiques à l'installation. S'il est établi que le contrôle de la qualité associé à la mesure et à l'analyse utilisées pour obtenir le facteur est insuffisant, on peut s'interroger sur la validité de la poursuite de l'utilisation de ce facteur.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans le cas de l'utilisation de mesures directes, l'organisme chargé de l'inventaire devra s'assurer qu'elles ont été effectuées conformément aux bonnes pratiques en matière de mesures, y compris les procédures d'assurance de la qualité/contrôle de la qualité. Des mesures directes devront être comparées aux résultats obtenus en utilisant les facteurs par défaut du GIEC.</li> </ul>
<b>Capture du</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La capture du CO<sub>2</sub> ne devra être rapportée que lorsqu'elle est liée au stockage à long terme. On vérifiera les quantités capturées avec la quantité de CO<sub>2</sub> stockée. Le CO<sub>2</sub> capturé et présenté ne devra pas excéder la quantité de CO<sub>2</sub> stocké plus les émissions fugitives rapportées. La quantité de CO<sub>2</sub> stocké devra être basée sur les mesures de la quantité injectée dans le stockage.</li> </ul>	Non applicable
<b>Examen externe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'organisme chargé de l'inventaire devra effectuer un examen avec la participation d'experts et d'intervenants nationaux dans les divers domaines liés aux émissions imputables à des sources stationnaires, tels que : statistiques sur l'énergie, rendement de la combustion pour divers secteurs et types d'équipement, utilisation des combustibles et contrôles de la pollution. Dans les pays en développement, l'examen par des experts des émissions imputables à la combustion de la biomasse est particulièrement important.</li> </ul>	

## Références

- Alstom Power Inc. (2001). 'Engineering feasibility and economics of CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> emissions.' Wilson, M., T. Morris, J. Gale and K. Thambimuthu (eds.), Proceedings of 7<sup>th</sup> 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 CO<sub>2</sub> capture costs in the CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> capture systems'. Proceedings of the 7<sup>th</sup> 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 CO<sub>2</sub> capture', Report PH4/19, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- IEA GHG (2004). 'Improvements in power generation with post-combustion capture of CO<sub>2</sub>.' 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, CO, and CO<sub>2</sub>.' 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 CO<sub>2</sub> 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 Winiwarter, W. (2001). 'Uncertainties in greenhouse gas emission inventories - evaluation, comparability and implications.' *Environmental Science & Policy*, 4: 107-116.
- Simbeck, D. (2002). 'New power plant CO<sub>2</sub> mitigation costs.' SFA Pacific, Inc., Mountain View, CA.
- Singh, D., Croiset, E. Douglas, P.L. and Douglas, M.A. (2003). 'Techno-economic study of CO<sub>2</sub> capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> 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 (N<sub>2</sub>O) and methane (CH<sub>4</sub>) 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](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.