



Rapport **OMINEA** | Industrie de l'énergie Ed. 2026

Organisation et méthodes des
inventaires nationaux des émissions
atmosphériques en France

Rapport **OMINEA** | Industrie de l'énergie Ed. 2026

Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France

Avril 2026

Rédaction	
Contributeurs	Grégoire BONGRAND, Benjamin CUNIASSE, Yasmine HATIM, Pierre HAVEZ, Fanny JOUBERT, Shouwen ZHANG.

Coordination, Vérification et Approbation finale		
Coordination et Vérification	Grégoire BONGRAND, Expert Inventaire Energie & Procédés Industriels Corentin VANCAYSEELE, Expert Inventaires Procédés Industriels & Usages de Produits	11/02/2026
Approbation finale	Etienne MATHIAS, Responsable Division Inventaires	29/04/2026

Pour citer ce document :

Citepa, 2026. Rapport OMINEA | Industrie de l'énergie – 23^{ème} édition

© Citepa 2026

Ce Rapport a été réalisé avec la participation financière du Ministère de la Transition écologique, de la Biodiversité, et des Négociations Internationales sur le Climat et la Nature (MTEBNICN).

Cette édition annule et remplace toutes les éditions antérieures relatives au même format d'inventaire.

Rapport n°2731omi/ 2026 | 1A1. Industrie de l'énergie.docx

Ce rapport national d'inventaire est disponible sur le site Internet du Citepa, à la page suivante :

<https://www.citepa.org/methodologie-de-linventaire-omine/>

@ Citepa

42, rue de Paradis – 75010 PARIS – Tel. 01 44 83 68 83 – Fax 01 40 22 04 83

www.citepa.org | contact@citepa.org



Sommaire

Table des illustrations	3
Table des tableaux	3
Préambule	4
Industrie de l'énergie Introduction	6
Chauffage urbain.....	7
Production centralisée d'électricité	15
Raffinage du pétrole	21
Raffinage du gaz.....	29
Transformation de combustibles minéraux solides.....	33
Incinération de déchets non dangereux	40
Crédit des illustrations	47

Table des illustrations

Figure 1 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du secteur de production centralisée de chaleur	14
Figure 2 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du secteur de la production centralisée d'électricité ...	20
Figure 3 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du raffinage du pétrole	28
Figure 4 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du raffinage du gaz.....	32
Figure 5 : Logigramme du processus d'estimation des émissions de la transformation de combustibles minéraux solides (1A1c)	39

Table des tableaux

Tableau 1 : Facteurs d'émission NO _x utilisés pour la biomasse solide selon la période considérée en installations de puissance 20-50MW	10
Tableau 2 : Facteurs d'émission NO _x utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations	10
Tableau 3 : Facteurs d'émission COVNM utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations	11
Tableau 4 : Facteurs d'émission CO utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations	11
Tableau 5 : Facteurs d'émission TSP utilisés pour la biomasse solide selon la période considérée en installations de puissance 20-50MW	12
Tableau 6 : Facteurs d'émission TSP utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations	12
Tableau 3 : Facteurs d'émission du N ₂ O associés à l'incinération de déchets ménagers	43
Tableau 4 : Facteurs d'émission du SO ₂ associés à l'incinération de déchets ménagers	44
Tableau 5 : Facteurs d'émission des NO _x associés à l'incinération de déchets ménagers	44

Tableau 6 : Facteurs d'émission des COVM associés à l'incinération de déchets ménagers	44
Tableau 7 : Facteurs d'émission du CO associés à l'incinération de déchets ménagers	44
Tableau 8 : Facteurs d'émission du NH�� associés à l'incinération de déchets ménagers	45
Tableau 9 : Facteurs d'émission des TSP associés à l'incinération de déchets ménagers	45
Tableau 10 : Part des émission des PM��, PM��.à et PM��.à des émissions de TSP	45
Tableau 11 : Facteurs d'émission des métaux lourds associés à l'incinération de déchets ménagers	46

Préambule

Le rapport OMINEA comprend une description détaillée, par secteur émetteur, des méthodologies utilisées pour estimer les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques (approche utilisée, données sources, hypothèses, facteurs d'émission, etc.).

Le présent document s'attache à décrire les méthodologies utilisées pour estimer les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques du secteur **Industrie de l'énergie**.

En parallèle, les méthodologies détaillées des autres secteurs sont disponibles sur le site internet du Citepa. Les volumes sont structurés commeme suit :

1. Parties générales
 - OMINEA. Parties générales
 - OMINEA. Références & Annexes
2. Energie
 - OMINEA.   nergie.   l  ments généraux
 - OMINEA. Industrie de l'énergie
 - OMINEA. Industrie manufacturière
 - OMINEA. Transports
 - OMINEA. Autres secteurs
 - OMINEA. Non spécifiés
 - OMINEA.   missions fugitives des combustibles
3. Procédés industriels & usages de produits (IPPU)
 - OMINEA. Produits minéraux
 - OMINEA. Chimie
 - OMINEA. Métallurgie
 - OMINEA. Produits non énergétiques des carburants et de l'utilisation de solvants
 - OMINEA. Industrie   lectronique
 - OMINEA. Consommation d'halocarbures et SF6
 - OMINEA. Autres usages et fabrication de produits
 - OMINEA. Autres procédés
4. Agriculture
 - OMINEA. Agriculture
5. Déchets
 - OMINEA. Déchets
6. UTCTAF
 - OMINEA. UTCATF
7. Autres

Toutes les références et annexes citées dans le présent document font références au document OMINEA. Références & Annexes évoqué ci-dessus. **Il est conseillé de télécharger ce document en parallèle dans le cadre d’une consultation du présent guide méthodologique.**



Industrie de l'énergie | Introduction

Le secteur de l'industrie de l'énergie comprend les émissions de la production d'énergie (centrales électriques, production de chaleur, incinération de déchets avec récupération d'énergie), les émissions liées à la transformation d'énergie (raffineries, transformation de combustibles minéraux solides, etc.) et l'extraction et la distribution d'énergie (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.).

Le secteur de l'extraction, la production, la transformation et la distribution d'énergie, souvent dénommé industrie de l'énergie, est un secteur qui regroupe de nombreuses activités. Il intègre les sources de combustion (chaudières, turbines, moteurs), les sources de décarbonatation du fait des carbonates utilisés pour la désulfuration, ainsi que les émissions fugitives.

Rédaction : **Grégoire BONGRAND, Benjamin CUNIASSE, Pierre HAVEZ, Fanny JOUBERT, Shouwen ZHANG**

Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
23/01/2026	BC	03/02/2026	GB

Chauffage urbain

Cette section concerne les installations de chauffage urbain.

Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.A.1.a
CEE-NU / NFR	1.A.1.a
SNAPc (extension Citepa)	01.02.01 à 01.02.05
CE / directive IED	1.1 (champ limité aux installations > 50 MW)
CE / E-PRTR	1c (champ limité aux installations > 50 MW)
CE / directive GIC	01.02.01 et 01.02.02 (+01.02.04 à partir de l'inventaire relatif à 2004)

Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up limité aux installations > 50 MW qui sont considérées individuellement et consolidation sur l'enquête sectorielle annuelle	Valeurs spécifiques à chaque installation considérée individuellement pour le SO ₂ , les NO _x , les particules et le CO ₂ (pour les installations couvertes par le SEQE). Valeurs nationales ou valeurs par défaut pour les autres substances et les autres installations

Niveau de méthode :

CO₂ : Rang 2/3 du fait de la prise en compte de données spécifiques à une partie des installations

CH₄ et N₂O : Rang 1

Références utilisées :

- [1] Ministère de l'Ecologie / CGDD / SDES et anciennement Observatoire de l'Energie – Les bilans de l'Energie (données non corrigées du climat). Communication annuelle
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [39] Citepa – Inventaire des grandes installations de combustion en application des directives 88/609 et 2001/80/CE
- [41] SNCU – Enquête chauffage urbain (enquête annuelle)
- [42] OFEFP – Coefficients d'émission des sources stationnaires, éditions 1995 et 2000
- [67] Citepa – ALLEMAND N. - Estimation des émissions de polluants liées à la combustion du bois en France. Mars 2003
- [183] Citepa - IER - Study on particulate matter emissions: particle size distribution chemical composition and temporal profiles - Interreg III for ASPA, January 2005
- [638] IPCC - Guidelines 2006 - Volume 2 - section I.8 - table 1- 4 (CO₂) ; Volume 2 - tables 2.2, 2.3, 2.4 et 2.5 (CH₄ et N₂O)

- [936] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1 Energy industries, tables 3-2 / 3-4 / 3-6 / 3-7 / 3-8 / 3-13 / 3-21, FE TSP et BC
- [968] US EPA - AP 42 – 5th edition, Volume 1 - Chapter 1.6: Wood Residue Combustion In Boilers - table 1.6-3
- [1004] Note confidentielle de l'ADEME - Proposition d'évolution des facteurs d'émission 1 à 20MW. 18/03/2019
- [1112] Panorama du gaz renouvelable - Publication annuelle - GRDF, GRTgaz, Syndicat des énergies renouvelables, SPEGNN, Teréga
- [1211] Valorisation et partage de la connaissance du parc des installations bois-énergie, rapports annuels, CIBE
- [1212] Cortea Acibioqa - Amélioration des connaissances en matière d'impact des chaufferies biomasse sur la qualité de l'air, ADEME
- [1269] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023, section 1A1 Energy industries - Table 3-19 - Tier 2 emission factors for source category 1.A.1.a, gas turbines using gaseous fuels
- [1273] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.4 Small combustion, tables 3-7 / 3-8 / 3-9 / 3-23 / 3-45 pour FE BC
- [1365] Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Chapitre 2 - Combustion stationnaire - Tables 2.6 ; 2.7 et 2.10 - FE CH₄ et N₂O
- [1366] Note GCIIIE octobre 2025 - Action 1-84 - FE NOx/CO/TSP - Synthèse Airparif, Mesures à l'émission de chaufferies biomasse < 500 kW/ Cortea ACIOBIOQA, Ademe / Feldmeier et al., 2019/ Rezeau et al., 2018/ Altaher et al., 2015.

Caractéristiques de la catégorie (communes au NID et à l'IIR) :

Cette section concerne la production centralisée de chaleur en vue de sa distribution à des tiers au moyen de réseaux de distribution. Ne sont pas reprises dans cette section les installations de chauffage collectif et les installations d'incinération d'ordures ménagères avec récupération d'énergie.

Les données de production et de consommations d'énergie sont recensées annuellement par l'enquête « Réseaux de chaleur et de froid » diligentée par le SNCU (Syndicat National du Chauffage Urbain) [41]. Cette enquête nationale s'adresse à toutes les entreprises gestionnaires d'un ou plusieurs réseaux de chaleur et de froid.

Méthode générale d'estimation des émissions (commune au NID et à l'IIR) :

Les installations de chauffage urbain sont distinguées en trois catégories :

- Installations de puissance supérieure à 50 MW : ces installations sont recensées individuellement chaque année dans le cadre de l'inventaire GIC (Grandes Installations de Combustion) [39] et leurs consommations sont donc connues de façon exhaustive. Il s'agit principalement de chaudières ;
- Les turbines à gaz supérieures à 20 MW : ces équipements sont recensés à partir des déclarations individuelles pour les quotas de GES depuis 2005 ;

- Installations de puissance inférieure à 50 MW : les consommations de ces installations sont tirées de l'enquête annuelle du SNCU. Il peut s'agir de chaudières, de TAG ou de moteurs. Une distinction supplémentaire est effectuée pour distinguer les équipements 20-50 MW et ceux < 20 MW à partir des déclarations individuelles pour les quotas de GES ainsi que les équipements inférieurs à 1 MW pour la biomasse uniquement (la consommation des équipements est déterminée à partir des données annuelles du CIBE [1211]).

La catégorie spécifique des installations de production centralisée de chaleur hors chauffage urbain, (généralement à destination d'autres installations industrielles à proximité) est rapportée dans ce secteur. Les consommations de combustibles associées sont déduites du bilan énergétique national [1] mais ne couvrent que le gaz naturel et les CMS.

L'enquête sectorielle annuelle donne un cadrage de la consommation d'énergie par combustible. L'enquête n'est pas disponible pour les années 1996, 1998, 2000, 2001, 2003 et 2004. De plus, elle est parfois publiée avec deux années de décalage.

Pour les années manquantes ou pas encore disponibles de l'enquête sectorielle, des extrapolations sont effectuées sur la base des données individuelles disponibles et par rapport aux années les plus proches. En tout état de cause, cette approximation n'introduit pas de biais vis-à-vis de l'estimation des consommations d'énergie car le chauffage urbain est un sous-ensemble du secteur résidentiel/tertiaire du bilan énergétique national [1] et un équilibrage est effectué à ce niveau supérieur. De plus, la consommation d'énergie de ce secteur générant des émissions directes est relativement modeste (de l'ordre de 2 Mtep, soit un peu plus de 1% du bilan énergétique national).

La part de biométhane consommé est retranchée de la consommation de gaz naturel à partir des données du bilan énergétique national annuel [1] et des publications annuelles du panorama du gaz renouvelable [1112].

Il est à noter que les consommations de combustibles dédiés à l'autoproduction d'électricité des installations de chauffage urbain sont comptabilisées dans ce secteur. Par ailleurs, les consommations d'énergie de ce secteur sont directement liées à la rigueur climatique.

Méthode d'estimation des émissions de gaz à effet de serre (NID) :

Emissions de CO₂

Pour la houille et les combustibles gazeux hors gaz naturel, les émissions de CO₂ sont déterminées au moyen de facteurs d'émission, calculés à partir des émissions spécifiques déclarées par les installations soumises aux quotas [19] et des facteurs d'émission issus des lignes directrices du GIEC 2006 [638] pour les installations non soumises aux quotas.

Pour le gaz naturel et le fioul lourd, les émissions de CO₂ sont déterminées au moyen de facteurs d'émission, calculés à partir des émissions spécifiques déclarées par les installations soumises aux quotas [19] et au moyen de facteurs d'émission nationaux par combustible (cf. section générale énergie) pour les installations non soumises aux quotas.

Pour les autres combustibles, les émissions de CO₂ sont déterminées au moyen de facteurs d'émission nationaux par combustible (cf. section générale énergie) ou par défaut et issus des lignes directrices du GIEC 2006 [638].

Emissions de CH₄

Les émissions de CH₄ sont déterminées à l'aide de facteurs d'émission par défaut issus des lignes directrices du GIEC 2006 [638][1365]. Pour les installations de puissance inférieure à 20MW utilisant de la biomasse solide, les facteurs d'émission du méthane proviennent d'une étude nationale [67].

Emissions de N₂O

Les émissions de N₂O sont déterminées à l'aide de facteurs d'émission par défaut issus des lignes directrices du GIEC 2006 [638][1365].

Emissions de Gaz fluorés

Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances lors de la combustion.

Méthode d'estimation des émissions de polluants (IIR) :

Emissions de SO₂

Pour les installations de puissance supérieure à 50 MW, les émissions de SO₂ sont déterminées à partir des déclarations annuelles des rejets [19]. En général, ces émissions sont estimées par les exploitants par mesure directe ou à partir du bilan soufre établi sur la base des consommations de combustibles et de leur teneur en soufre recensées chaque année.

Pour les autres installations, les émissions de SO₂ sont déterminées à partir de facteurs d'émission nationaux par combustible (cf. section générale énergie).

Emissions de NO_x

Pour les installations de puissance supérieure à 50 MW, les émissions de NO_x sont déterminées à partir des déclarations annuelles des rejets [19]. En général, ces émissions sont estimées par les exploitants par mesure directe ou à partir de facteurs d'émission.

Pour les turbines fonctionnant au gaz naturel, un facteur constant de 48 g/GJ issu de [1269] permet de déterminer les émissions de NO_x.

Pour les autres installations, les émissions de NO_x sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie), à l'exception des installations entre 20 et 50 MW fonctionnant au bois, pour lesquelles les FE sont déduits des déclarations annuelles de rejets selon le découpage suivant :

Tableau 1 : Facteurs d'émission NO_x utilisés pour la biomasse solide selon la période considérée en installations de puissance 20-50MW

Période	1990-2001	2002-2010	2011-20XX
Facteur d'émission en g NO _x /GJ	200	140	127,8

Une distinction spécifique est réalisée pour les facteurs d'émission de NO_x des installations inférieures à 20 MW [1004] et pour celles inférieures à 1 MW fonctionnant à la biomasse [1212][1366].

Tableau 2 : Facteurs d'émission NO_x utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations

Type de chaufferie	FE g NO _x /GJ	Référence
Chaufferies de puissance entre 1 et 20 MW	132	[1004]
Chaufferies de puissance inférieure à 1MW	Plaquettes	[1212]
	Granulés	[1366]

Emissions de COVNM

Les émissions de COVNM sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie).

Pour les turbines fonctionnant au gaz naturel, un facteur constant de 1,6 g/GJ issu de [1269] permet de déterminer les émissions de COVNM.

Une distinction spécifique est réalisée pour les facteurs d'émission de COVNM des installations inférieures à 20 MW faisant partie du Fonds Chaleur (FC) de l'ADEME fonctionnant à la biomasse [1004] ainsi que pour les FE des installations inférieures à 1 MW [1212].

Tableau 3 : Facteurs d'émission COVNM utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations

Type de chaufferie	FE COVNM g/GJ	Référence
Chaufferies de puissance entre 1 et 20 MW	FC	2,2 [1004]
	Hors FC	4,8 [67]
Chaufferies de puissance inférieure à 1MW	12	[1212]

Emissions de CO

Les émissions de CO sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie). Une distinction spécifique est réalisée pour les facteurs d'émission de COVNM pour les FE des installations inférieures à 1 MW selon qu'elles fonctionnent aux granulés ou aux plaquettes forestières [1212][1366].

Tableau 4 : Facteurs d'émission CO utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations

Type de chaufferie	FE CO g/GJ	Référence
Chaufferies de puissance entre 1 et 20 MW	250	[67]
Chaufferies de puissance inférieure à 1MW	Plaquettes	435 [1212]
	Granulés	260 [1366]

Pour les turbines fonctionnant au gaz naturel, un facteur constant de 4,8 g/GJ issu de [1269] permet de déterminer les émissions de CO.

Emissions de NH₃

Les émissions de NH₃ sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission par défaut par combustible (cf. section générale énergie).

Emissions de poussières totales en suspension (TSP)

Pour les installations de puissance supérieure à 50 MW, les émissions de TSP sont déterminées à partir des déclarations annuelles des rejets [19]. En général, ces émissions sont estimées par les exploitants par mesure directe ou à partir de facteurs d'émission.

Pour les turbines fonctionnant au gaz naturel, un facteur constant de 0,2 g/GJ issu de [1269] permet de déterminer les émissions de TSP.

Pour les autres installations, les émissions de TSP sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible. Ces valeurs sont présentées dans la section générale énergie sauf en ce qui concerne quelques combustibles pour lesquels des facteurs d'émission plus appropriés sont issus des références [42][936]. Pour les installations entre 20 et 50 MW fonctionnant au bois, les FE sont déduits des déclarations annuelles de rejets [19] et résumés dans le tableau suivant :

Tableau 5 : Facteurs d'émission TSP utilisés pour la biomasse solide selon la période considérée en installations de puissance 20-50MW

Période	1990-2001	2002-2010	2011-20XX
Facteur d'émission en g TSP/GJ	100	18	12,8

Des distinctions spécifiques sont réalisées pour les facteurs d'émission de TSP :

- Pour les installations inférieures à 20 MW faisant partie du Fonds Chaleur de l'ADEME fonctionnant à la biomasse [1004],
- Pour les installations inférieures à 1 MW, avec une distinction si elles fonctionnent aux granulés [1366] ou aux plaquettes forestières [1212].

Tableau 6 : Facteurs d'émission TSP utilisés pour la biomasse solide pour les petites installations

Type de chaufferie	FE TSP g/GJ	Référence
Chaufferies de puissance entre 1 et 20 MW	FC	[1004]
	Hors FC	[67]
Chaufferies de puissance inférieure à 1MW	Plaquettes	[1212]
	Granulés	[1366]

Les particules dites condensables, émises immédiatement par le refroidissement et la dilution des fumées, sont considérées comme prises en compte par ces facteurs d'émission.

Emissions de PM_{10} , $PM_{2,5}$, $PM_{1,0}$

La granulométrie est obtenue en appliquant des profils granulométriques moyens par combustible et techniques de dépoussiérage et les hypothèses suivantes :

- Installations de puissance supérieure à 300 MW : ces installations sont supposées être équipées à 100% d'électrofiltres ;
- Installations de puissance entre 300 et 50 MW : ces installations sont supposées être équipées à 2/3 d'électrofiltres et à 1/3 de filtres à manches ;
- Installations de puissance inférieure à 50 MW : ces installations sont supposées être équipées à 50% d'électrofiltres et à 50% de cyclones.

Les profils granulométriques moyens par combustible sont présentés dans la section générale énergie sauf en ce qui concerne quelques combustibles pour lesquels des valeurs plus appropriées sont tirées de la référence [183].

Emissions de carbone suie / black carbon (BC)

Les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de $PM_{2,5}$. Ces ratios proviennent des références [936][1273].

Les ratios retenus pour les installations de puissance supérieure à 50 MW [936] sont :

- De 2,2% pour les combustibles solides (hors biomasse solide),
- De 3,3% pour la biomasse solide,
- De 5,6% pour les combustibles liquides - FOL,
- De 33,5% pour les combustibles liquides – FOD,
- De 2,5% pour les combustibles gazeux.

Les ratios retenus pour les installations de puissance inférieure à 50 MW [1273] sont :

- De 6,4% pour les combustibles solides (hors biomasse solide),

- De 15% pour la biomasse solide,
- De 56% pour les combustibles liquides,
- De 4,0% pour les combustibles gazeux.

Métaux lourds (ML)

Les émissions de l'ensemble des métaux lourds sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie).

Pour l'arsenic (As), le chrome (Cr), le cuivre (Cu), le nickel (Ni) et le plomb (Pb), des facteurs d'émission spécifiques sont utilisés pour les installations de puissance inférieure à 20 MW ou inférieure à 1MW fonctionnant au bois [1212].

Dioxines et furanes (PCDD-F)

Les émissions de dioxines/furanes sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie).

Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)

Au sens de la CEE-NU, les HAP regroupent les quatre substances suivantes : benzo(a)pyrène (BaP), benzo(b)fluoranthène (BbF), benzo(k)fluoranthène (BkF) et indéno(123-cd)pyrène (IndPy).

Les émissions de chacun des HAP concernés sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie) et notamment à partir de la référence [968] pour le bois.

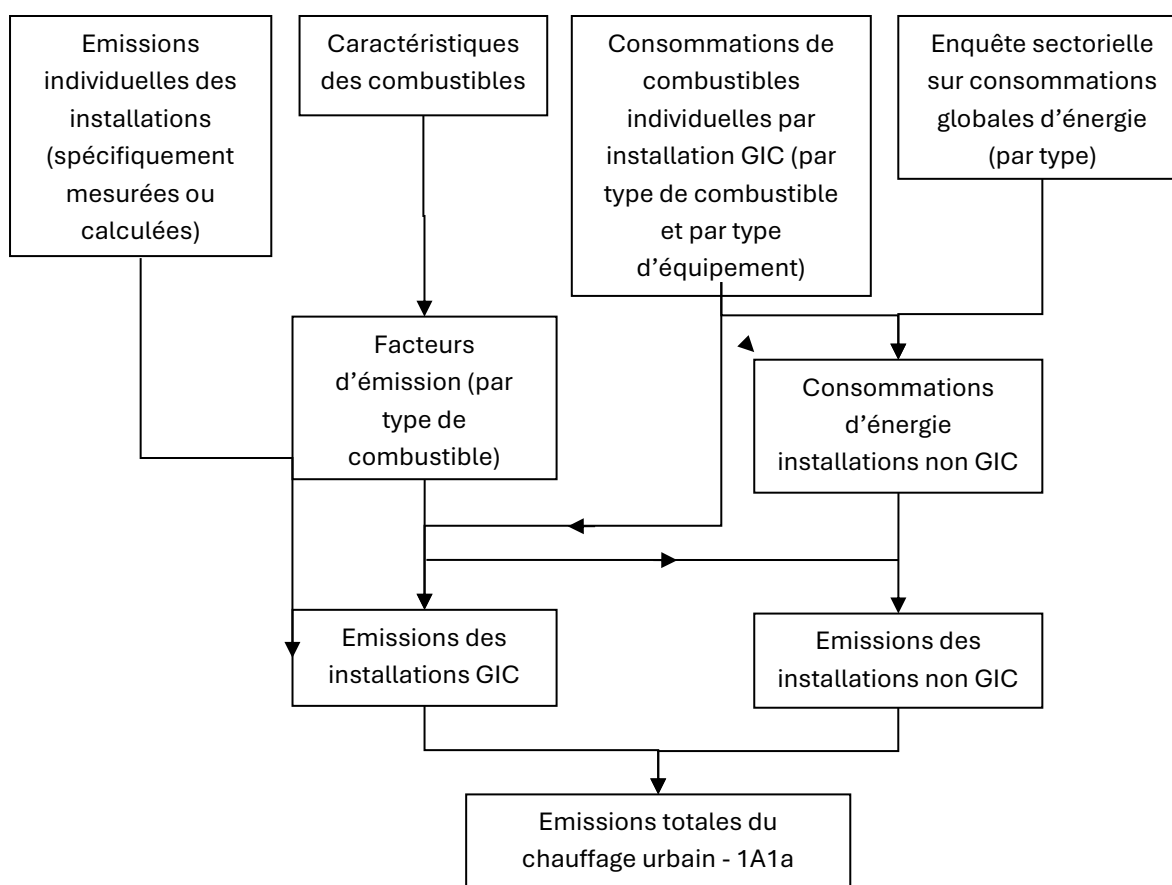
Polychlorobiphényles (PCB)

Les émissions de PCB sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie).

Hexachlorobenzène (HCB)

Les émissions de HCB sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie).

Figure 1 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du secteur de production centralisée de chaleur



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
29/01/2026	PH	03/02/2026	GB

Production centralisée d'électricité

Cette section concerne la production centralisée d'électricité au moyen de combustibles fossiles, de biomasse ou d'autres produits valorisés pour leur contenu énergétique.

Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.A.1.a
CEE-NU / NFR	1.A.1.a
SNAPc (extension Citepa)	01.01.01 à 01.01.05
CE / directive IED	1.1 (champ limité aux installations > 50 MW)
CE / E-PRTR	1c (champ limité aux installations > 50 MW)
CE / directive GIC	01.01.01 et 01.01.02 (+01.01.04 à partir de l'inventaire relatif à 2004)

Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up intégral (toutes les installations sont considérées individuellement)	Le plus souvent spécifiques de chaque installation concernant SO ₂ , NO _x , particules depuis 1990 et CO ₂ depuis 2005. Valeurs nationales pour les autres substances

Niveau de méthode :

Rang 2 ou 3 selon les substances, du fait de la prise en compte de données spécifiques à chaque installation.

Références utilisées :

- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [20] EDF – Données internes
- [21] SNET puis EON - Données internes
- [34] Ministère de l'industrie, puis de l'Ecologie – DGEMP puis SOeS puis SDES - Production et distribution d'énergie électrique en France (publication annuelle)
- [35] ENERCAL – Société néo-calédonienne d'énergie – Données internes
- [36] Electricité de Tahiti – Données internes
- [37] Electricité et eau de Wallis et Futuna – Données internes
- [38] EDM – Electricité de Mayotte – Données internes

- [39] Citepa – Inventaire des grandes installations de combustion en application des directives 88/609 et 2001/80/CE
- [50] Données communiquées directement par les exploitants au Citepa
- [62] Citepa - SAMBAT S. & all. - Inventaire des émissions de particules primaires – 2001
- [380] EURELECTRIC – European Wide Sector Specific Calculation Method for reporting to the European Pollutant Release and Transfer Register, January 2008
- [419] EMEP / EEA Guidebook – Chapter B111, page 55, 2006
- [638] IPCC - Guidelines 2006 - Volume 2 - section I.8 - table 1- 4 (CO₂) ; Volume 2 - tables 2.2, 2.3, 2.4 et 2.5 (CH₄ et N₂O)
- [936] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1 Energy industries, tables 3-2 / 3-4 / 3-6 / 3-7 / 3-8 / 3-13 / 3-21, FE TSP et BC
- [1112] Panorama du gaz renouvelable - Publication annuelle - GRDF, GRTgaz, Syndicat des énergies renouvelables, SPEGNN, Teréga
- [1337] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1 Energy industries, FE CO Tier 1 tables 3-5 (gaz sidérurgiques) et 3-8 (biomasse solide)
- [1365] Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Chapitre 2 - Combustion stationnaire - Tables 2.6 ; 2.7 et 2.10 - FE CH₄ et N₂O

Caractéristiques de la catégorie :

Caractéristiques pour l'Hexagone (communes au NID et à l'IIR)

L'importance du parc électronucléaire de production d'électricité en France hexagonale, complété par les moyens de production d'électricité d'origine renouvelable ne laisse qu'une relative faible part à la filière thermique à flamme, qui ne contribue à la production d'électricité sur le territoire national qu'à hauteur de 5 à 15%, selon l'année [34].

En hexagone, le nombre de sites concernés tend à rester à peu près stable depuis 1990, autour d'une trentaine. Les sites de l'Hexagone étaient majoritairement équipés de chaudières fonctionnant au charbon ou au fioul lourd. Mais, depuis 2005, cette situation évolue progressivement, avec la mise en service d'une dizaine de nouvelles centrales au gaz et la fermeture progressive des centrales au charbon et au fioul lourd. Les chaudières représentaient près de 99% de la consommation d'énergie entrante en combustible en 1990, tandis que les turbines à combustion sont depuis devenues le type d'installation prépondérant, avec désormais près de deux tiers de la consommation d'énergie entrante, avec la mise en service des nouvelles centrales au gaz depuis 2005 [19, 20, 21].

La part de biométhane consommé est retranchée de la consommation de gaz naturel à partir des données du bilan énergétique annuel [34] et des publications annuelles du panorama du gaz renouvelable [1112](cf. section générale énergie).

Caractéristiques pour l'Outre-mer (NID)

En Outre-mer, le nombre total de sites est aussi d'environ une trentaine, mais la composition du parc d'équipements est très différente de celle de l'Hexagone, avec une utilisation plus importante des moteurs [35, 36, 37, 38]. Un certain nombre de sites consomment de la biomasse, notamment de la bagasse (résidus de la canne à sucre) ou du bois, afin de produire de l'électricité.

Le parc thermique français est donc constitué au total par une vingtaine de sites équipés de chaudières, une trentaine de sites équipés de turbines et près d'une trentaine de sites avec des moteurs.

Méthode générale d'estimation des émissions (commune au NID et à l'IIR) :

Les données disponibles détaillées (types, quantités et caractéristiques des combustibles, types d'équipement, mesures des émissions, etc.) permettent une estimation assez fine des émissions [19, 39]. Ces éléments tiennent également compte des méthodes développées dans le cadre de l'E-PRTR [380].

Méthode d'estimation des émissions de gaz à effet de serre (NID) :

Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible. La mise en place du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne depuis 2005 permet de disposer, par l'intermédiaire des déclarations annuelles [19], de données spécifiques pour la plupart des installations. Les facteurs d'émission moyens déterminés à partir des données de 2005 à 2012 sont appliqués sur l'ensemble de la période 1990-2004. Pour les combustibles utilisés uniquement avant 2005, les facteurs d'émission nationaux sont utilisés (cf. section générale sur l'énergie).

Emissions de CH₄

Les émissions de CH₄ sont déterminées au moyen des facteurs d'émission par défaut du GIEC 2006 [638][1365].

Emissions de N₂O

Les facteurs d'émission par défaut du GIEC 2006 [638][1365] sont utilisés, excepté pour les installations munies de dispositifs à lit fluidisé pour lesquelles des données spécifiques sont disponibles [19].

Emissions de Gaz fluorés

Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances lors de la combustion.

Méthode d'estimation des émissions de polluants (IIR) :

Emissions de SO₂

Les émissions sont déterminées par mesure directe ou à partir du bilan soufre établi sur la base des consommations de combustibles et de leur teneur en soufre recensées chaque année [19, 20, 21]. Lorsqu'une valeur manque, la moyenne calculée à partir des installations analogues pour la même année est utilisée. A défaut, la valeur moyenne nationale est employée.

Emissions de NO_x

Les émissions sont, le plus souvent, déterminées par mesure directe des émissions [19, 20, 21]. Si ce n'est pas le cas, des facteurs d'émission spécifiques ou des facteurs d'émission nationaux par type d'équipement sont appliqués (cf. section générale énergie).

Emissions de COVNM

Les émissions sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission tirés du guide EMEP / EEA [419] ou du guide de la profession [380], à l'exception de la biomasse solide, pour lequel le facteur d'émission utilisé est celui présenté en section générale énergie.

Emissions de CO

Les émissions sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission tirés du guide EMEP / EEA [419][1337] ou du guide de la profession [380].

Emissions de NH₃

Les premiers équipements d'installations avec des dispositifs de réduction des émissions de NO_x du type réduction catalytique sélective (SCR) datent de 2005. Ces dispositifs sont susceptibles de rejeter du NH₃. Avant cette date, les émissions de NH₃ sont nulles ou si faibles qu'elles sont négligées. Les émissions sont estimées directement à partir des déclarations des industriels [19] ou, en leur absence dans les déclarations, le sont en extrapolant à partir des émissions déclarées lors des années précédentes.

De 2005 à 2007, seuls des moteurs sont équipés. A partir de 2008, les effluents de certaines installations entrant notamment dans la catégorie des Grandes Installations de Combustion (GIC) fonctionnant au charbon sont également traités. Des fluctuations interannuelles significatives peuvent être observées du fait d'événements particuliers.

Emissions de poussières totales en suspension (TSP)

Les émissions de poussières totales sont mesurées sur la plupart des installations [19, 50], sinon elles sont déterminées au moyen de facteurs d'émission par défaut [62] pour ce qui est du reste des installations. La variabilité parfois observée pour les années les plus récentes vient, outre l'incertitude élevée sur les mesures, de la plus grande disponibilité de données spécifiques aux installations et d'un moindre recours aux facteurs d'émission par défaut.

Emissions de PM₁₀, PM_{2,5}, PM_{1,0}

La répartition des émissions de particules suivant leur taille provient principalement de travaux menés par les producteurs d'électricité [50].

Emissions de carbone suie / black carbon (BC)

Les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de PM_{2,5}.

Les ratios retenus sont [936] :

- De 2,2% pour les combustibles solides (hors bois),
- De 3,3% pour la biomasse,
- De 2,5% pour les combustibles gazeux.

Pour les combustibles liquides, les ratios dépendent aussi du type d'équipement :

- Chaudières et turbines : 5,6%,
- Moteurs : 78%.

Métaux lourds (ML)

Les émissions de métaux lourds sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible.

Pour la lignite (105), la biomasse solide (111), le fioul domestique (204) et le gaz naturel (301), les émissions de l'ensemble des métaux lourds sont déterminées à partir des facteurs d'émission présentés en section générale énergie.

Pour le fioul lourd (203), le coke de pétrole (110, assimilé au fioul lourd) et les charbons (102 et 103), les facteurs d'émission proviennent du guide EURELECTRIC [380].

Pour le charbon, ces facteurs varient au cours du temps en fonction des dispositifs de traitement des émissions de particules mis en place ainsi que de la mise en œuvre de dispositifs visant d'autres substances (comme la SCR, qui aurait un impact très significatif sur la fraction gazeuse du mercure). De ce fait, à partir de 2005, la déclaration annuelle des émissions [19] constitue une référence importante. Les valeurs retenues avant 2005 sont des moyennes uniformément appliquées pour toutes les années. Les évolutions observées avant et à partir de 2005 ne reflètent donc pas nécessairement de véritables différences opérationnelles.

Dioxines et furanes (PCDD-F)

Les émissions sont déterminées au moyen des facteurs d'émission présentés en section générale énergie.

Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)

Au sens de la CEE-NU, les HAP regroupent les quatre substances suivantes : benzo(a)pyrène (BaP), benzo(b)fluoranthène (BbF), benzo(k)fluoranthène (BkF) et indéno(123-cd)pyrène (IndPy). Les 4 HAP suivants sont aussi estimés : fluoranthène (FluorA), benzo(a)anthracène (BaA), dibenz(ah)anthracène (BahA) et benzo(ghi)pérylène (BghiPe).

Les émissions de chacun des HAP concernés sont déterminées à partir de facteurs d'émission présentés en section générale énergie.

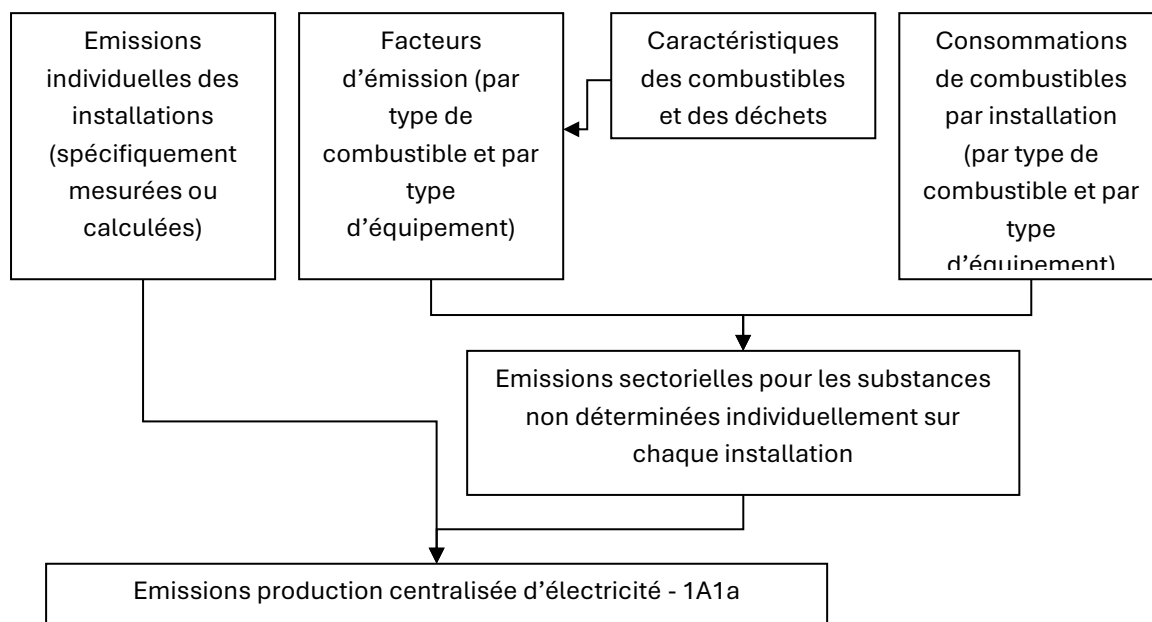
Polychlorobiphényles (PCB)

Les émissions de PCB sont déterminées au moyen des facteurs d'émission présentés en section générale énergie

Hexachlorobenzène (HCB)

Les émissions de HCB sont déterminées au moyen des facteurs d'émission présentés en section générale énergie

Figure 2 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du secteur de la production centralisée d'électricité



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
03/02/2026	GB		

Raffinage du pétrole

Cette section concerne uniquement les installations de combustion dans le raffinage du pétrole brut ou de produits partiellement élaborés provenant d'autres raffineries.

Les émissions issues des procédés du raffinage sont comptabilisées dans la section « 1B2a_petrol refining » et celles relatives aux torchères dans la section « 1B2c_petrol refining ».

Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.A.1.b
CEE-NU / NFR	1.A.1.b
SNAPc (extension Citepa)	01.03.01 à 01.03.06
CE / directive IED	1.2
CE / E-PRTR	1a
CE / directive GIC	01.03.01, 01.03.02 et 01.03.06 (partiellement)(+01.03.04 à partir de l'inventaire relatif à 2004)

Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up intégral (toutes les installations sont considérées individuellement)	Généralement spécifiques de chaque installation considérée individuellement concernant SO ₂ , CO ₂ , particules et parfois NOx. Valeurs nationales par défaut pour les autres cas et les autres substances.

Niveau de méthode :

Rang 2 ou 3 selon les substances.

Références utilisées :

- [13] UFIP – Données internes
- [14] CPDP – Pétrole (publication annuelle)
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [39] Citepa – Inventaire des grandes installations de combustion en application des directives 88/609 et 2001/80/CE
- [47] Ministère de l'Environnement – Enquête raffineries (jusqu'en 1993)
- [50] Données communiquées directement par les exploitants au Citepa

- [183] Citepa – IER – Study on particulate matter emissions: particle size distribution chemical composition and temporal profiles – Interreg III for ASPA, January 2005
- [355] PNUE – Outil spécialisé (Toolkit) pour l'identification et la quantification des rejets de dioxine et furanes, Février 2005
- [396] CONCAWE – Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, 2009
- [397] GIEC – Guidelines 2006, Chapter 2, Pages 2.15 and 2.16, Table 2.2 stationary combustion in the energy industries
- [446] EMEP / EEA Guidebook, Edition 2019 – secteur 1A1b – SNAP 010301/010302/010306 –tables 4-2 à 4-6
- [449] CONCAWE – Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries - 2009 edition, p 83
- [676] Guide méthodologique E-PRTR de déclaration des rejets polluants des sites thermiques à flamme - EDF
- [677] CONCAWE - Air Pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, 2009 edition, HAP unece pour le gaz de raffinerie (p78 - table 29)
- [934] Concawe - report 9/16 Emission factors for metals from combustion of refinery fuel gas and residual fuel oil - Table 1 pour le gaz de raffinerie
- [936] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1 Energy industries, tables 3-2 / 3-4 / 3-6 / 3-7 / 3-8 / 3-13 / 3-21, FE TSP et BC
- [1269] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023, section 1A1 Energy industries - Table 3-19 - Tier 2 emission factors for source category 1.A.1.a, gas turbines using gaseous fuels
- [1273] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.4 Small combustion, tables 3-7 / 3-8 / 3-9 / 3-23 / 3-45 pour FE BC
- [1276] EMEP/EEA 2023 1A1 Energy Industries - Tables 3-7 / 3-11 / 3-13 / 3-15 / 3-20 / 3-21 - Tier 2 emission factors for source category 1.A.1.a (Tables 3-20 and 3-21 for turbine and engine burning gas oil for petrol refining)
- [1380] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1.b Petroleum refining – SNAP 010301/010302/010306, Tables 4-4 à 4-8
- [1381] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1.b Petroleum refining – SNAP 010305, Tables 4-9 et 4-10
- [1382] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023, section 1A1 Energy industries – SNAP 010305, Table 3-22 - Tier 2 emission factors for source category 1.A.1.a, engines using natural gas

Caractéristiques de la catégorie (communes au NID et à l'IIR) :

Il y a actuellement 10 raffineries déclarant une activité en France dont une située en Martinique (territoire outre-mer inclus dans l'UE) et une récemment reconvertie en bioraffinerie (site de La Mède, dont la plateforme a vu en 2022 la création du nouveau site de bioraffinage Ecoslopes).

Les sites de raffinage ont connu des modifications de capacité au cours de la période d'étude.

Le site de La Mède a arrêté le traitement du pétrole brut à la fin de l'année 2016 et a été transformé pour créer la première bioraffinerie française, afin de répondre à la demande croissante en biocarburants. La production des biocarburants du site de la Mède a démarré en juillet 2019. Un projet similaire pour le site de Grandpuits est en cours. Il est prévu que la plateforme de Grandpuits soit de nouveau opérationnelle à partir de 2025.

On notera également que :

- 9 raffineries ont fermé dans la période 1980 – 1985,
- En 2003, un site a abandonné son activité de raffinage, ne conservant que ses activités pétrochimiques,
- En 2010, la raffinerie des Flandres (Nord) a été arrêtée et reconvertie en dépôt pétrolier. Le démontage des unités a été réalisé jusqu'en 2013 expliquant les faibles consommations énergétiques dédiées aux utilités et déclarées de 2010 à 2013,
- En 2011, la raffinerie de Reichstett (Bas-Rhin) a arrêté son activité,
- En 2012, la raffinerie de Berre (Bouches du Rhône) a été mise en arrêt temporaire pour 2 années, dans l'attente d'une reprise de site. Faute de repreneurs, l'exploitant a confirmé la fermeture de la raffinerie mais s'engage à continuer de développer les activités pétrochimiques sur le site,
- En 2013, la raffinerie de Petit-Couronne (Seine-Maritime) a fermé ses portes. Ce site est en cours de reconversion en entrepôt logistique pour le secteur du e-commerce,
- Enfin en 2016, la raffinerie de Dunkerque (SRD) n'a pas fonctionné et a définitivement fermé ses portes en janvier 2017.

Ces fermetures consécutives expliquent ainsi la baisse de la production de brut traité et raffiné en Hexagone.

Méthode générale d'estimation des émissions (commune au NID et à l'IIR) :

Introduction

Les données disponibles détaillées (types, quantités et caractéristiques des combustibles, types d'équipements, mesures des émissions, bilans, etc.) [13, 14, 19, 39, 47] permettent une estimation assez fine des émissions de la combustion pour la plupart des substances, notamment celles concourant à l'acidification et au changement climatique.

Parmi les spécificités des installations françaises, il faut noter :

- qu'un site utilise des gaz de haut fourneau du site sidérurgique voisin, ce qui explique les émissions spécifiques importantes pour la catégorie des combustibles solides pour ce secteur,
- qu'un site a démarré une turbine à combustion en 2004 au gaz naturel, dont la pleine capacité est atteinte à partir de 2005. Cet équipement consomme plus de 80% des quantités totales de gaz naturel allouées à ce secteur,
- parmi les combustibles dits « liquides », il faut noter la part très importante des gaz de raffinerie (plus de 50% des consommations totales d'énergie).

Les estimations sont effectuées pour chaque sous-ensemble de la raffinerie (fours, moteurs fixes, turbines à gaz, chaudières).

A noter que, à partir de l'année 2012, les consommations de gaz de réseau, provenant des déclarations des exploitants [19], sont séparées en flux de gaz naturel (NAPFUE 301) et biométhane (NAPFUE 31B), en appliquant le taux de biométhane moyen national sur toute la série historique (cf. section générale énergie).

Méthode d'estimation des émissions de gaz à effet de serre (NID) :

Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible.

Les facteurs spécifiques déclarés par l'exploitant sont utilisés en priorité [19], notamment afin d'assurer la cohérence des données retenues pour l'inventaire avec celles déclarées au titre du Système d'Echange de Quotas d'Emissions (SEQE), basées sur des mesures spécifiques.

Lorsque l'exploitant ne déclare pas de facteurs d'émission spécifiques, pour une année donnée, les facteurs d'émission moyens par combustible et par site des autres années sont appliqués (notamment avant 2005, où des moyennes des valeurs des années les plus anciennes sont employées) ou, en dernier recours, les valeurs nationales (par combustible) sont utilisées (cf. section générale énergie).

Emissions de CH₄

Les émissions sont calculées à partir des facteurs d'émission qui dépendent du combustible et de l'installation. Si l'exploitant propose des facteurs d'émission ou des mesures fiables, ceux-ci sont pris en compte en priorité. Les facteurs d'émission par défaut sont tirés du Concawe [396] et du GIEC [397] pour les fours et les chaudières. Pour les turbines à combustion et les moteurs, les facteurs d'émission proviennent du Concawe [396] et d'un guide méthodologique E-PRTR [676].

Emissions de N₂O

Les émissions de N₂O sont déterminées au moyen des facteurs d'émission par défaut (cf. section générale énergie).

Emissions de Gaz fluorés

Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances lors de la combustion.

Méthode d'estimation des émissions de polluants (IIR) :

Emissions de SO₂

Les émissions de ces installations dont la puissance installée est importante sont déterminées par mesure directe et/ou à partir du bilan soufre établi sur la base des consommations de combustibles et de leurs teneurs en soufre recensées chaque année et généralement suivies en continu ou avec une fréquence élevée [19, 50]. Lorsqu'une valeur spécifique manque pour un paramètre donné, la valeur de l'année précédente, une valeur d'une installation analogue ou une valeur par défaut (cf. section générale énergie) est utilisée.

Emissions de NO_x

Les émissions sont le plus souvent déterminées, soit à partir d'une mesure, soit au moyen de facteurs d'émission tirés de la littérature (dépendant du type d'installation : [1380] pour les chaudières et fours, [1269, 1276] pour les turbines et [1381] pour les moteurs).

Emissions de COVNM

Les émissions liées à la combustion sont en général faibles. Elles sont déterminées au moyen de facteurs d'émission tirés de la littérature, qui varient selon le type d'installation : [446, 1380] pour les chaudières et fours, [676] pour les turbines et [1276 et 1382] pour les moteurs.

Emissions de CO

Les émissions sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission tirés de la littérature, qui varient selon le type d'installation : [1380] pour les chaudières et fours, [676] pour les turbines et [1381] pour les moteurs.

Emissions de NH₃

Les émissions de NH₃ sont supposées négligeables, conformément à la littérature [1380, 1381], d'autant qu'il n'y a pas actuellement d'installation munie de dispositif d'épuration des NO_x dont la nature du procédé serait susceptible de rejeter cette substance en quantité significative.

Emissions de poussières totales en suspension (TSP)

Pour le gaz naturel (NAPFUE 301), le fioul domestique (NAPFUE 204), le gaz de raffinerie (NAPFUE 308) et le GPL (NAPFUE 303), les valeurs proviennent du Guidebook EMEP / EEA : [1380] pour les chaudières et fours, [1269, 1276] pour les turbines et, pour les moteurs, les FE utilisés sont les mêmes que pour la production centralisée d'électricité (cf. section sur la production d'électricité). La partie condensable des particules n'est pas prise en compte dans les facteurs d'émission disponibles.

Afin d'évaluer l'évolution du facteur d'émission du FOL (NAPFUE 203) au cours des années, la méthode suivante est appliquée :

- Pour les années récentes (notamment depuis 2004 via les déclarations annuelles des rejets), lorsque les émissions sont déterminées à partir d'une mesure (en continu voire périodique sur la base de plusieurs mesures dans l'année), les émissions par équipement et par combustible (s'il y en a plusieurs) sont recalculées via les facteurs d'émission fixes, puis le solde des émissions est attribué au fioul de raffinerie (NAPFUE 203).
- En parallèle (à titre de comparaison ou lorsque l'exploitant ne détermine pas ses émissions par la mesure), les algorithmes définis dans le guide du Concawe 1/09 [449] relatifs aux émissions de PM₁₀ du FOL sont appliqués. L'algorithme pour les équipements >100 MW est retenu pour les chaudières (algorithme C) et celui relatif aux équipements de 10 à 100 MW est retenu pour les fours (algorithme B).

Ensuite, le choix des FE retenus par site suit l'une des deux règles suivantes :

1. Mesure(s) disponible(s) sur le site :

Les FE calculés à partir des mesures sont systématiquement retenus (applicable à partir de 2004 en général). Pour les années antérieures, une « règle de trois » est appliquée entre le(s) FE FOL « mesure » et le FE FOL « algorithme » pour réaliser la rétropolation jusqu'en 1990 (basée sur les teneurs en soufre) permettant ainsi de prendre en compte la spécificité de l'installation.

2. Aucune mesure disponible sur le site :

Les facteurs calculés à partir du Concawe sont retenus sur toute la période. Il est donc fait l'hypothèse que les émissions de TSP sont équivalentes aux émissions de PM_{10} (algorithme du Concawe). Généralement les mesures in situ ne prennent pas en compte les condensables.

Emissions de PM_{10} , $PM_{2,5}$, $PM_{1,0}$

L'hypothèse est émise que les chaudières et les fours de procédés sont équipés à 50% d'électrofiltres et à 50% de filtres à manches. La granulométrie pour le fioul est alors obtenue en appliquant ces distributions aux profils granulométriques présentés dans la section « 1A_fuel emission factors ». La même granulométrie est appliquée aux bitumes et au GPL.

Pour le gaz naturel, toutes les particules sont considérées comme des $PM_{1,0}$.

Pour le gaz de haut fourneau et le gaz de raffinerie, les données granulométriques proviennent de l'étude ASPA [183], à savoir : 100% PM_{10} /TSP, 62% $PM_{2,5}$ /TSP et 44% $PM_{1,0}$ /TSP.

Concernant les moteurs, la granulométrie utilisée est la même que pour la production centralisée d'électricité (cf. section sur la production d'électricité), à savoir, pour les fiouls lourd et domestique : 100% PM_{10} /TSP, 70% $PM_{2,5}$ /TSP et 35% $PM_{1,0}$ /TSP.

Emissions de carbone suie / black carbon (BC)

Les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de $PM_{2,5}$. Les ratios retenus dépendent du type de combustible et de l'équipement :

Chaudières:

- 5,6% pour le fioul lourd (NAPFUE 203) et les autres produits pétroliers (NAPFUE 224)[1380],
- 33,5% pour le fioul domestique (NAPFUE 204)[1380],
- 2,5% pour le gaz naturel (NAPFUE 301) et le GPL (NAPFUE 303)[936],
- 18,4% pour le gaz de raffinerie (NAPFUE 308), les gaz de haut-fourneaux (NAPFUE 305) et les autres gaz (NAPFUE 314) [1380]

Turbines :

- 33,5% pour les combustibles liquides [1276],
- 2,5% pour le gaz naturel [936],
- 18,4% pour le gaz de raffinerie [1380].

Moteurs [1381] :

- 78% pour les combustibles liquides,
- 2,5% pour le gaz naturel.

Fours :

- 5,6% pour le fioul lourd (NAPFUE 203) et les autres produits pétroliers (NAPFUE 224)[1380],
- 33,5% pour le fioul domestique (NAPFUE 204)[1380],
- 4,0% pour le gaz naturel (NAPFUE 301) et le GPL (NAPFUE 303)[1273],
- 18,4% pour le gaz de raffinerie (NAPFUE 308), les gaz de haut-fourneaux (NAPFUE 305) et les autres gaz (NAPFUE 314)[1380].

Métaux lourds (ML)

Les émissions de l'ensemble des métaux lourds sont déterminées à partir de la consommation de combustibles et des facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie).

Les émissions de métaux lourds issues du gaz de raffinerie (NAPFUE 308) sont estimées à partir des facteurs d'émission proposés par le CONCAWE [934].

Dioxines et furanes (PCDD-F)

Les émissions de dioxines/furanes sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible, supposés constants au cours des années. Les facteurs d'émission proviennent de l'étude du PNUE [355].

Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)

Au sens de la CEE-NU, les HAP regroupent les quatre substances suivantes : benzo(a)pyrène (BaP), benzo(b)fluoranthène (BbF), benzo(k)fluoranthène (BkF) et indéno(123-cd)pyrène (IndPy). Les 4 HAP suivants sont aussi estimés : fluoranthène (FluorA), benzo(a)anthracène (BaA), dibenz(ah)anthracène (BahA) et benzo(ghi)pérylène (BghiPe).

Les émissions de chacun des HAP concernés sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible, supposés constants au cours des années.

Pour les combustibles usuels (fioul lourd, fioul domestique et gaz naturel), les émissions sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie). Les bitumes sont assimilés au fioul lourd. Les facteurs d'émission pour le gaz de raffinerie sont tirés du ConcaWE [677].

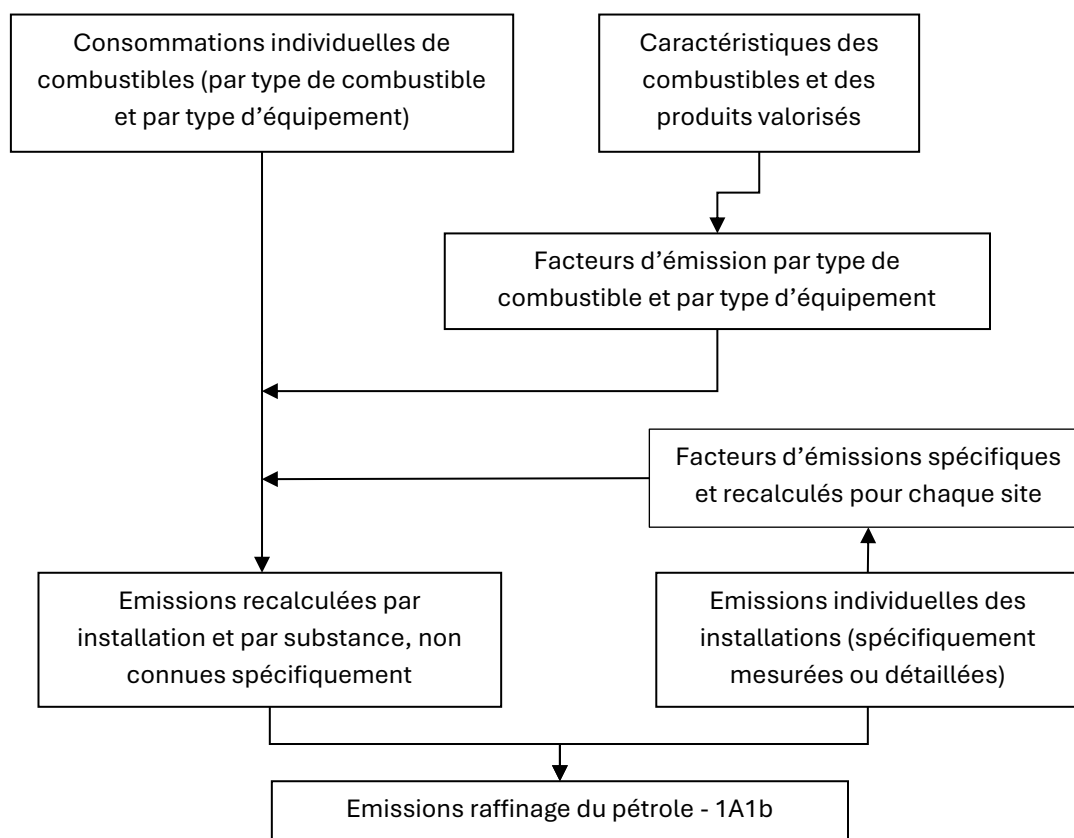
Polychlorobiphényles (PCB)

Les émissions de PCB sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible, supposés constants au cours des années. (Cf. section générale énergie).

Hexachlorobenzène (HCB)

Les émissions de HCB sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible, supposés constants au cours des années (cf. section générale énergie).

Figure 3 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du raffinage du pétrole



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
20/01/2025	FJ	02/02/2026	BC

Raffinage du gaz

Cette section concerne la combustion lors du raffinage du gaz ainsi que les activités connexes.

Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.A.1.c
CEE-NU / NFR	1.A.1.c
SNAPc (extension Citepa)	01.05.01 à 01.05.05
CE / directive IED	1.2
CE / E-PRTR	1a
CE / directive GIC	01.05.01 et 01.05.02 (+01.05.04 à partir de l'inventaire relatif à 2004)

Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up intégral (toutes les installations sont considérées individuellement)	Généralement spécifiques de chaque installation considérée individuellement concernant SO ₂ , CO ₂ , particules et parfois NOx. Valeurs nationales par défaut pour les autres cas et les autres substances.

Niveau de méthode :

Rang 2 et 3 selon les substances

Références utilisées :

- [17] EMEP / CORINAIR Guidebook
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [39] Citepa – Inventaire des grandes installations de combustion en application des directives 88/609 et 2001/80/CE
- [50] Données communiquées directement par les exploitants au Citepa
- [681] Emissions of Black carbon and Organic carbon in Norway 1990-2011
- [1376] GIEC 2006, Vol. 2, Chap. 2, Table 2.2 Default emission factors for stationary combustion in the energy industries.
- [1377] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1.b Petroleum refining, Table 4-6

Caractéristiques de la catégorie (communes au NID et à l'IIR) :

Il n'y a plus de raffinage de gaz en France. La fermeture du dernier site (Lacq) a eu lieu en 2014.

Méthode générale d'estimation des émissions (commune au NID et à l'IIR) :

Introduction

Les données disponibles détaillées (types, quantités et caractéristiques des combustibles, types d'équipements, mesures des émissions, bilans, etc.) [19, 39, 50] permettent une estimation assez fine des émissions des différents équipements pour la plupart des substances, notamment celles concourant à l'acidification et au changement climatique.

Méthode d'estimation des émissions de gaz à effet de serre (NID) :

Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs aux combustibles consommés. Les facteurs spécifiques déclarés par l'exploitant sont utilisés en priorité [19, 50], notamment afin d'assurer la cohérence des données retenues pour l'inventaire avec celles déclarées au titre du Système d'Echange de Quotas d'Emissions (SEQUE), basées sur des mesures spécifiques. Lorsque, pour une année donnée, l'exploitant ne fournit pas de facteur spécifique pour un ou plusieurs combustibles, la moyenne des facteurs d'émission sur les années renseignées ou la valeur nationale (cf. section générale énergie) est appliquée (notamment avant 2005). Les facteurs d'émission spécifiques à cette activité sont confidentiels (un seul site concerné).

Emissions de CH₄

Pour les chaudières et les fours, les facteurs d'émission proviennent des lignes directrices du GIEC [1376] pour le fioul lourd et de facteurs spécifiques déclarés par l'exploitant pour le gaz naturel [50].

Pour les moteurs fixes, des valeurs spécifiques sont utilisées [50].

Emissions de N₂O

Les émissions de N₂O sont déterminées au moyen de facteurs d'émission par défaut, dépendant du combustible et de l'installation (cf. section générale énergie).

Emissions de Gaz fluorés

Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances lors de la combustion.

Méthode d'estimation des émissions de polluants (IIR) :

Emissions de SO₂

Les émissions de cette installation sont déterminées à partir du bilan soufre établi sur la base des consommations de combustibles et de leurs teneurs en soufre recensées chaque année [19, 50]. Pour la période 1990 – 2005 et pour le gaz naturel, la moyenne des teneurs en soufre des années 2006 à 2009 est utilisée.

Emissions de NO_x

Les émissions sont déterminées, soit à partir des déclarations annuelles des émissions (à partir de 2002) [39], soit au moyen d'un facteur d'émission par défaut issu du guide EMEP [1377] entre 1990 et 2002.

Emissions de COVNM

Les émissions sont estimées au moyen de facteurs d'émission spécifiques au site.

Emissions de CO

Les émissions sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission par défaut pour les chaudières (voir section générale énergie) et d'un facteur d'émission spécifique pour les moteurs fixes.

Emissions de NH₃

Les émissions de NH₃ sont supposées négligeables d'autant qu'il n'y a pas actuellement d'installation munie de dispositif d'épuration des NO_x dont la nature du procédé serait susceptible de rejeter cette substance.

Emissions de poussières totales en suspension (TSP)

Les émissions sont en général faibles et estimées au moyen de facteurs d'émission provenant du Guidebook EMEP / CORINAIR [17] pour le fioul lourd (NAPFUE 203) et pour le gaz naturel (NAPFUE 301).

Emissions de PM₁₀, PM_{2,5}, PM_{1,0}

Pour les PM, utilisation de l'étude granulométrique (exprimée en pourcentage de TSP) pour déterminer les facteurs d'émission associés. Pour le gaz naturel, toutes les particules sont considérées comme des PM₁.

Emissions de carbone suie / black carbon (BC)

Les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de PM_{2,5}. Ce ratio provient des références [1377] et [681].

Les ratios retenus dépendent de l'équipement pour le gaz naturel :

- Chaudière : 2,5%,
- Moteur : 8,6%.

Métaux lourds (ML)

Les émissions de l'ensemble des métaux lourds sont déterminées à partir de la consommation de combustibles et des facteurs d'émission moyens par combustible (cf. section générale énergie).

Dioxines et furanes (PCDD-F)

Les émissions de l'ensemble des dioxines et furanes sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible, supposés constants au cours du temps (cf. section générale énergie).

Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)

Au sens de la CEE-NU, les HAP regroupent les quatre substances suivantes : benzo(a)pyrène (BaP), benzo(b)fluoranthène (BbF), benzo(k)fluoranthène (BkF) et indéno(123-cd)pyrène (IndPy). Les 4 HAP suivants sont aussi estimés : fluoranthène (FluorA), benzo(a)anthracène (BaA), dibenz(ah)anthracène (BahA) et benzo(ghi)pérylène (BgHiPe).

Les émissions de chacun des HAP concernés sont déterminées au moyen de facteurs d'émission relatifs à chaque combustible, supposés constants au cours des années (cf. section générale énergie).

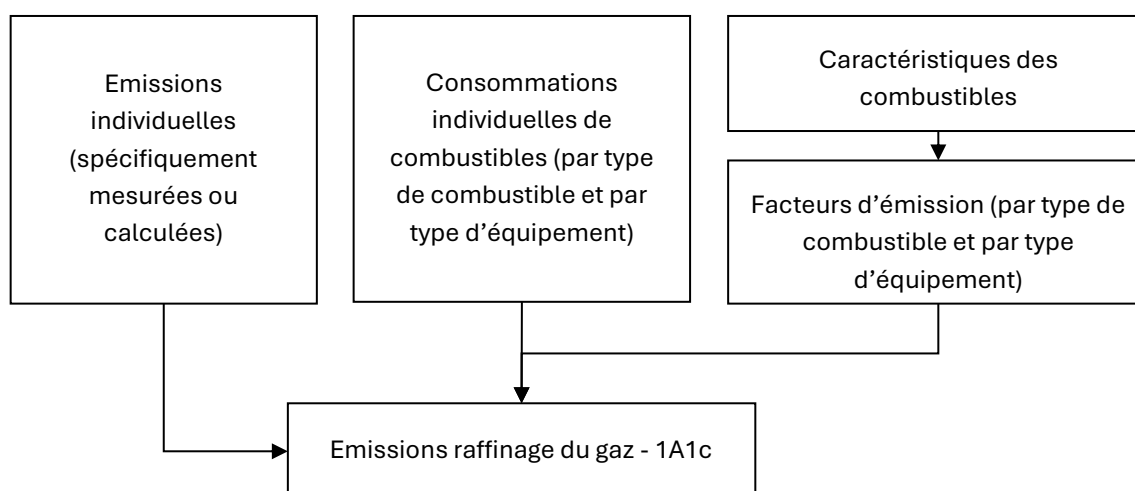
Polychlorobiphényles (PCB)

Pour les combustibles consommés dans les installations de raffinage du gaz, les émissions sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens, supposés constants au cours des années (cf. section générale énergie).

Hexachlorobenzène (HCB)

Pour les combustibles consommés dans les installations de raffinage du gaz, les émissions sont déterminées à partir de facteurs d'émission moyens (cf. section générale énergie).

Figure 4 : Logigramme du processus d'estimation des émissions du raffinage du gaz



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
27/01/2026	YH	02/02/2026	GB

Transformation de combustibles minéraux solides

Cette section concerne les activités liées à la combustion lors de la transformation des combustibles minéraux solides (essentiellement les mines pour la transformation du charbon, et les cokeries minières ou sidérurgiques pour la production de coke). Elle traite également de la fabrication du charbon de bois.

Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.A.1.c
CEE-NU / NFR	1.A.1.c
SNAPc (extension Citepa)	01.04.01 à 01.04.07
CE / directive IED	1.1 et 1.3
CE / E-PRTR	1c et 1d
CE / directive GIC	01.04.01 et 01.04.02 (+01.04.04 à partir de l'inventaire relatif à 2004)

Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
<i>Transformation du charbon, cokeries minières et sidérurgiques</i>	
Consommations de combustibles	Valeurs par défaut, sauf cokeries pour lesquelles des valeurs spécifiques sont utilisées.
<i>Production de charbon de bois</i>	
Production nationale (artisanale et industrielle)	Valeurs nationales spécifiques ou valeurs par défaut selon les polluants et le type de procédé.

Niveau de méthode :

Rang 2/3 du fait de la prise en compte de données spécifiques à une partie des installations.

Références utilisées :

- [1] SDES (SOeS et anciennement Observatoire de l'Energie) – bilans de l'Energie français (données non corrigées du climat). Communication annuelle
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [27] Fédération française de l'Acier (FFA) / A3M (Alliance des Minerais, Minéraux et Métaux) - Données internes (jusqu'en 2013)
- [53] SESSI – Bulletin mensuel de statistique industrielle

- [66] EPA – AP 42 Compilation of air pollutant emission factors, January 1995
- [78] Citepa - Carbonisation du bois et pollution atmosphérique – Monographie n°48, 1986
- [346] Determination of atmospheric pollutant emission factors at a small coal-fired heating boiler, AEAT, March 2001
- [517] Syndicat national du charbon de bois – Données annuelles internes
- [518] Fédération nationale du bois – Données internes à partir de 2009
- [638] IPCC – Guidelines 2006 – Volume 2 – section I.8 – table 1-4 (CO₂); Volume 2 – tables 2.2, 2.3, 2.4 et 2.5 (CH₄ et N₂O)
- [761] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023, section 1.A.2 Manufacturing industries and construction (combustion), tables 3-2 à 3-5
- [1061] Enquête annuelle de production dans l'industrie PRODFRA : production de charbon de bois (y compris charbon de coques ou de noix), même aggloméré
- [1365] Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Chapitre 2 - Combustion stationnaire - Tables 2.6 ; 2.7 et 2.10 - FE CH₄ et N₂O

Caractéristiques de la catégorie (communes au NID et à l'IIR) :

En France, la transformation de combustibles solides est pratiquement circonscrite à la production de coke dans les cokeries minières et les cokeries sidérurgiques. La liquéfaction, la gazéification et la production de combustibles défumés sont inexistantes ou marginales.

L'activité minière hors cokerie est également rapportée dans cette catégorie. Le dernier bassin a cessé toute exploitation en 2004.

Il n'existe plus de cokerie minière en France depuis fin 2009. Trois cokeries sidérurgiques (i.e. au sein des sites intégrés de fabrication d'acier) existaient jusqu'en mai 2020 en France. A partir de 2021, seules deux cokeries sidérurgiques sont recensées.

La fabrication de charbon de bois figure également parmi les activités couvertes par cette catégorie.

Méthode générale d'estimation des émissions (commune au NID et à l'IIR) :

Les consommations de combustibles dédiées au secteur de la production et transformation du charbon (en lien avec l'activité minière, hors fours à coke) sont issues du bilan national de l'énergie [1]. Il n'y a plus d'activité à partir de 2005.

Les émissions des cokeries minières et sidérurgiques sont déterminées à partir des données spécifiques disponibles (consommations et caractéristiques des combustibles, productions, mesures, etc.) [19, 27, 53]. A partir de 2014, les données de consommations fournies par la fédération professionnelle [27] ne sont plus disponibles. Afin d'estimer les consommations de combustibles pour la production de coke sidérurgique, une estimation de la consommation totale est réalisée à partir de la production et d'un ratio moyen entre la consommation totale et la production de coke, basé sur les

années connues. Une répartition moyenne des consommations par type de combustible, basée sur les années connues, est appliquée à la consommation totale afin d'obtenir les consommations par combustible.

Lorsque les cokeries minières fonctionnaient encore, du gaz de mine et du gaz de cokerie étaient produits. L'une des cokeries réutilisait le gaz de mine et le gaz de cokerie au sein de la cokerie comme intrants énergétiques, et l'autre n'utilisait que du gaz de cokerie. A partir de l'année 2007, la consommation de charbon à coke pour la production de coke réactif au sein de l'une des cokeries minières s'est arrêtée. Cela impacte les émissions du secteur. Pour les deux sites, les consommations de combustibles sont connues pour 2001 pour un site et pour la période 2004-2009 pour l'autre site [19], et ensuite extrapolées en fonction des productions de coke [19, 53].

Au sein des cokeries sidérurgiques, le gaz de four à coke produit est réutilisé en tant que source d'énergie dans les différents ateliers du site intégré de fabrication d'acier (au sein de la cokerie, de la chaîne d'agglomération, des hauts-fourneaux, des fours à oxygène ou encore des ateliers connexes). Une partie de ce gaz de cokerie est également vendu, notamment à certains producteurs d'électricité.

Les émissions liées à la fabrication du charbon de bois sont calculées à partir de la production [517, 518 et 1061], et des facteurs d'émission spécifiques au secteur [78].

Méthode d'estimation des émissions de gaz à effet de serre (NID) :

Emissions de CO₂

Pour la production et transformation du charbon, les émissions de CO₂ sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs d'émission relatifs à chaque combustible (cf. section générale énergie).

Pour la fabrication de coke au sein des cokeries sidérurgiques, du gaz de cokerie est produit et réutilisé en tant que combustible dans les fours à coke, mais également dans différents ateliers sidérurgiques ou il peut encore être vendu à des opérateurs d'autres secteurs (comme la production d'électricité par exemple). Les émissions associées à la combustion de ce gaz en dehors des fours à coke sont alors comptabilisées dans le secteur utilisateur (sidérurgie ou autre). Pour le gaz de cokerie et les autres combustibles consommés dans les fours à coke, les facteurs d'émission sont tirés des teneurs en carbone moyennes (sur 2001-2008) de chaque combustible [27].

Dans le cas des cokeries minières (arrêt de l'activité fin 2009), les facteurs d'émission pour le CO₂ liés aux consommations de gaz de cokerie, de gaz de mine et de charbon à coke sont tirés des informations individuelles des deux sites : une seule année (2001) pour l'un des sites, six années (de 2004 à 2009) pour le second site [19] (Rang 3 pour ces années connues). Le même facteur d'émission est appliqué pour les années pour lesquelles l'information n'est pas disponible (Rang 2).

Concernant la fabrication du charbon de bois, le facteur d'émission provenant de l'US-EPA est pris par défaut [66]. Ces émissions sont assimilées à du CO₂ biomasse et ne sont donc pas comptabilisées dans le total national.

Emissions de CH₄

Pour la transformation du charbon, les émissions de CH₄ sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs d'émission relatifs à chaque combustible, issus du GIEC 2006 [638][1365].

Pour la fabrication de coke au sein des cokeries sidérurgiques, les facteurs d'émission sont tirés du GIEC 2006 [638][1365].

Dans le cas des cokeries minières (arrêt de l'activité fin 2009), les facteurs d'émission sont tirés du GIEC 2006 [638][1365].

Concernant la fabrication du charbon de bois, deux facteurs d'émission sont considérés selon le type de procédé de production (artisanal ou industriel) ; ils proviennent d'une étude du Citepa [78]. Le facteur d'émission global varie au cours du temps en fonction de la répartition entre les productions de type artisanale et industrielle.

Emissions de N₂O

Pour la transformation du charbon, les émissions de N₂O sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs d'émission relatifs à chaque combustible issu du GIEC 2006 [638][1365].

Dans le cas des cokeries sidérurgiques et minières, les facteurs d'émission sont tirés du GIEC 2006 [638][1365].

Pour la fabrication de charbon de bois, les émissions de N₂O sont estimées à partir de facteurs d'émission issus du GIEC 2006 [638][1365].

Emissions de Gaz fluorés

Pas d'émission attendue.

Méthode d'estimation des émissions de polluants (IIR) :

Emissions de SO₂

Pour la transformation du charbon, les émissions de SO₂ sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Pour les cokeries minières et sidérurgiques, les émissions de SO₂ sont déterminées à partir des déclarations annuelles [19, 27] à partir de 2004. La fédération professionnelle a transmis des facteurs d'émission de 1999 à 2001 [27]. Le FE est interpolé entre 2001 et 2004. Avant 1999, les facteurs nationaux sont utilisés (cf. section générale énergie).

Pour les installations de fabrication de charbon de bois, le facteur d'émission est déterminé en fonction des caractéristiques physiques du bois (cf. section générale énergie).

Emissions de NO_x

Pour la transformation du charbon, les émissions de NO_x sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Pour les cokeries minières et sidérurgiques, les émissions de NO_x sont déterminées à partir des déclarations annuelles [19, 27] à partir de 2004. La fédération professionnelle a transmis des facteurs d'émission de 1999 à 2001 [27]. Le FE est interpolé entre 2001 et 2004. Avant 2004, les facteurs nationaux sont utilisés (cf. section générale énergie).

Pour la fabrication du charbon de bois, le facteur d'émission provient de l'US EPA [66].

Emissions de COVNM

Pour la transformation du charbon, les émissions de COVNM sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Pour les cokeries minières et sidérurgiques, les émissions de COVNM sont déterminées au moyen des consommations [19][27] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Concernant la fabrication du charbon de bois, deux facteurs d'émission sont considérés selon le type de procédé de production (artisanal ou industriel) ; ils proviennent d'une étude du Citepa [78]. Le facteur d'émission global varie au cours du temps en fonction de la répartition entre les productions de type artisanale et industrielle.

Emissions de CO

Pour la transformation du charbon, les émissions de CO sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Pour les cokeries minières et sidérurgiques, les émissions de CO sont déterminées au moyen des consommations [19][27] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Concernant la fabrication du charbon de bois, deux facteurs d'émission sont considérés selon le type de procédé de production (artisanal ou industriel) ; ils proviennent d'une étude du Citepa [78]. Le facteur d'émission global varie au cours du temps en fonction de la répartition entre les productions de type artisanale et industrielle.

Emissions de NH₃

Pas d'émission attendue.

Emissions de poussières totales en suspension (TSP)

Pour la transformation du charbon, les émissions de TSP sont déterminées au moyen des consommations [1] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Pour les cokeries minières et sidérurgiques, les émissions de TSP sont déterminées au moyen des consommations [19][27] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie).

Les facteurs d'émission liés à la production artisanale et industrielle de charbon de bois (pour les procédés de carbonisation et de stockage / manutention) proviennent d'une étude du Citepa [78]. Le facteur d'émission global varie au cours du temps en fonction de la répartition entre les productions de type artisanale et industrielle. Faute de données plus précises sur les facteurs d'émission des TSP, il est supposé que ces émissions représentent uniquement les filtrables (excluant ainsi toute fraction de condensables).

Emissions de PM₁₀, PM_{2,5}, PM_{1,0}

Les facteurs d'émission des PM₁₀, PM_{2,5} et PM_{1,0} des installations de transformation de combustibles solides sont assimilés à ceux des chaudières de l'industrie d'une puissance inférieure à 50 MW et proviennent de l'US-EPA [66], avec l'hypothèse d'un panel d'équipements de filtration constitué de 50% de cyclones, 10% d'électrofiltres, 10% de filtres à manches, de 5% de laveurs et de 25% sans dépoussiéreurs.

Pour les cokeries minières et sidérurgiques, la granulométrie est fournie par la profession sur la base de mesures effectuées sur les installations [27].

Pour déterminer les facteurs d'émission pour les installations de fabrication du charbon de bois, la même méthodologie que celle employée pour la transformation de combustibles solides est appliquée, à la différence près que les facteurs d'émission sont ajustés en fonction du type de fabrication : industriel ou artisanal. Le facteur d'émission global varie au cours du temps en fonction de la répartition entre les productions de type artisanale et industrielle.

Emissions de carbone suie / black carbon (BC)

Pour la transformation du charbon, les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de $PM_{2,5}$. Ce ratio est assimilé à celui de la catégorie 1.A.1 et provient du Guidebook EMEP/EEA sur les inventaires d'émissions de polluants [761].

Pour les cokeries minières et sidérurgiques, les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de $PM_{2,5}$. Ce ratio est assimilé à celui de la catégorie 1.A.1 pour les combustibles liquides et provient du Guidebook EMEP/EEA sur les inventaires d'émissions de polluants [761]. Pour le charbon et les combustibles gazeux, les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de $PM_{2,5}$, ce ratio est assimilé à celui de la catégorie 1.A.2 et provient du Guidebook EMEP/EEA sur les inventaires d'émissions de polluants [761].

Pour la production de charbon de bois, les émissions de BC sont basées sur une spéciation chimique des émissions de $PM_{2,5}$. Ce ratio est égal à 3,3% des $PM_{2,5}$ et provient du Guidebook EMEP/EEA sur les inventaires d'émissions de polluants [761].

Métaux lourds (ML)

Pour la transformation du charbon et les cokeries minières et sidérurgiques, les émissions de métaux lourds sont déterminées au moyen des consommations [1][19][27] et des facteurs nationaux pour chaque combustible (cf. section générale énergie). A partir de 2007, il n'y a plus de consommation de charbon à coke dans les cokeries minières, qui ont stoppé leur activité en 2009. Cela explique la baisse des émissions de métaux lourds dès 2007. Pour la consommation de gaz sidérurgiques, pour lesquels il n'existe pas de facteurs d'émission nationaux de métaux lourds, ni de valeurs par défaut spécifiques aux gaz sidérurgiques dans le guide EMEP/EEA 2019, les facteurs d'émission des métaux lourds du gaz naturel sont appliqués aux gaz sidérurgiques (gaz de cokerie, gaz de haut-fourneau, gaz d'aciérie).

Il n'y a pas d'émission estimée pour la fabrication de charbon de bois.

Dioxines et furanes (PCDD-F)

Pour les cokeries et les installations de transformation des combustibles solides, les émissions de dioxines et furanes sont estimées à partir des facteurs d'émission par défaut par combustible (cf. section générale énergie). Conformément à la nouvelle version de l'EMEP, depuis 2024, le facteur d'émission PCDD-F du gaz naturel est égal à zéro.

Il n'y a pas d'émission estimée pour la fabrication de charbon de bois.

Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)

Pour les cokeries et les installations de transformation des combustibles solides, les facteurs d'émission des HAP sont tirés d'une étude du Citepa [78]. Conformément à la nouvelle version de l'EMEP, depuis 2024, le facteur d'émission PCDD-F du gaz naturel est égal à zéro.

Pour la fabrication artisanale de charbon de bois, les facteurs d'émission des HAP proviennent de la même référence [78]. Il est à noter qu'il n'y a pas d'émission de HAP considérée dans le cas de la production industrielle de charbon de bois [78].

Polychlorobiphényles (PCB)

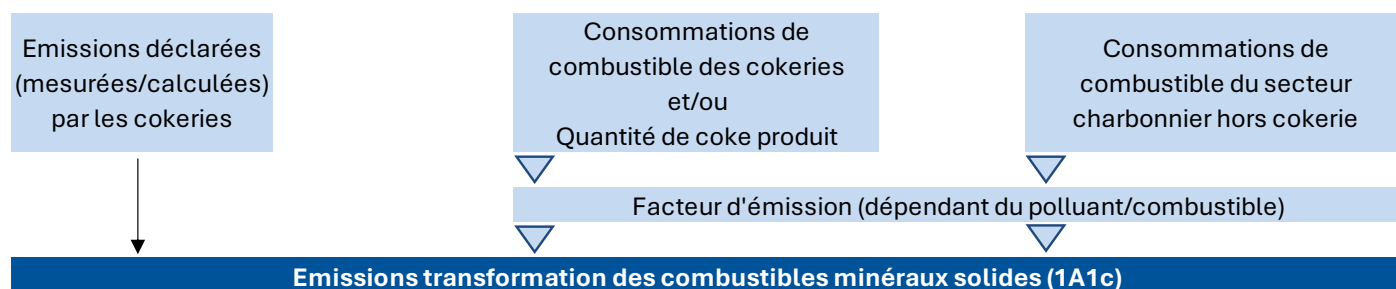
Pour les cokeries et les installations de transformation des combustibles solides, les émissions de PCB sont estimées à partir des facteurs d'émission par défaut par combustible (cf. section générale énergie).

En ce qui concerne la fabrication du charbon de bois, le facteur d'émission des PCB pour le bois est tiré d'une étude de l'AEAT [346], puis il est affecté du ratio énergétique correspondant en GJ/Mg de charbon de bois produit. Il est considéré constant au cours des années.

Hexachlorobenzène (HCB)

Pas d'émission notable attendue.

Figure 5 : Logigramme du processus d'estimation des émissions de la transformation de combustibles minéraux solides (1A1c)



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
02/02/2026	SZ	04/02/2026	GB

Incinération de déchets non dangereux

Cette section se rapporte aux installations d'incinération de déchets non dangereux.

Seules les émissions liées à l'incinération de déchets sans récupération d'énergie sont rapportées dans la catégorie « 5C – incinération des déchets ». Les émissions associées aux installations de production d'énergie à des fins de distribution sont rapportées dans la catégorie « 1A – Production d'énergie ». A ce titre, la méthodologie de calcul des émissions des UVE¹ est détaillée dans ce volume OMINEA dédié à l'énergie.

Les émissions associées à l'incinération de déchets avec production d'énergie dans l'industrie (cimenteries, etc.) sont rapportées dans le secteur industriel correspondant.

Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	5.C.1 (sans récupération d'énergie) / 1A1a (avec récupération d'énergie)
CEE-NU / NFR	5.C.1.a (sans récupération d'énergie) / 1A1a (avec récupération d'énergie)
SNAPc (extension Citepa)	09.02.01
CE / directive IED	5.2 (partiellement)
CE / E-PRTR	5.b (partiellement)
CE / directive GIC	Hors champ

Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up intégral (toutes les installations sont considérées individuellement)	Le plus souvent spécifiques du secteur voire de chaque installation concernant le SO ₂ , les NO _x , les particules, les métaux lourds et les PCDD-F. Valeurs nationales pour les autres substances y compris le CO ₂ .

Niveau de méthode :

Rang 2+ pour les polluants (selon les substances (c'est-à-dire la spécificité des facteurs d'émission de chaque installation et leur poids dans l'ensemble du secteur)).

Rang 2a : pour les GES

¹ UVE : Unité de Valorisation Energétique

Références utilisées :

- [10] Ministère de l'Environnement – Données internes
- [17] EMEP / CORINAIR Guidebook
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [32] ADEME – Inventaire des installations de traitement des déchets (enquête périodique ITOM)
- [42] OFEFP – Coefficients d'émission des sources stationnaires, éditions 1995 et 2000
- [45] CNIM – Communication personnelle de M. de Chefdebien, 2001
- [68] OFEFP – Mesures pour la réduction des émissions de PM10. Document environnement n°136, juin 2001
- [70] Citepa - BOUSCAREN R. - Inventaire des émissions dans l'atmosphère de métaux lourds et de composés organiques persistants en France en 1990. Août 1996
- [279] MEDD – Compilation annuelle des émissions de métaux lourds et dioxines émis par les UIOM
- [280] INERIS, "Inventaires et facteurs d'émission de dioxines UIOM", rapport provisoire n°4
- [281] Projet TOCOEN (Toxic Organic COmpounds in the ENvironment), Masaryk University, Mars 1993
- [310] FNADE – Compte rendu du groupe de travail EPER sur l'incinération, juin 2006
- [335] ADEME – Second état d'avancement de la mise en conformité des UIOM, 2005
- [368] ADEME – Campagnes MODECOM (1993, 2007, 2017)
- [569] EMEP/EEA 2023 – Industrial waste incineration including hazardous waste and sewage sludge (page 10, table 3-2)
- [608] MEDDE – Bureau de la Planification et de la Gestion des Déchets – Plan déchets 2014-2020, selon les hypothèses d'application du scénario de prospective tendancielle à l'horizon 2025
- [617] GIEC – Lignes directrices 2006, Volume 5, chapitre 2, table 2.4
- [618] GIEC – Lignes directrices 2006, Volume 2, chapitre 5.4.1, table 5.2
- [619] GIEC – Lignes directrices 2006, Volume 5, chapitre 5, table 5.3
- [743] GIEC - Lignes Directrices 2006, Volume 5, chapitre 5, paragraphe 5.2.1.1, équation 5.2

Caractéristiques de la catégorie (communes au NID et à l'IIR) :

Environ 120 sites d'incinération de déchets non dangereux recevant des déchets ménagers étaient recensés en Hexagone dont 2 sites en Outre-mer (Martinique et St Barthélemy). Parmi ces sites, deux sont sans récupération d'énergie, et traitent près de 50 000 tonnes de déchets incinérées [32], soit moins de 0,5% des quantités totales de déchets non dangereux incinérés. L'incinération de déchets sans récupération d'énergie continue à disparaître peu à peu au profit notamment de l'incinération avec récupération d'énergie et ne devrait plus exister à partir de 2025 [608].

Méthode générale d'estimation des émissions (commune au NID et à l'IIR) :

Données d'activité

L'ADEME réalise périodiquement, depuis plusieurs décennies, les enquêtes ITOM (Installations de Traitement des Ordures Ménagères) [32]. Ces enquêtes contiennent des données relatives à tous les sites recevant au moins des déchets collectés dans le cadre du service public d'élimination des déchets, implantés en Hexagone et dans les territoires d'Outre-mer inclus dans l'UE. Les données collectées sont nombreuses : il s'agit, pour chaque installation, des quantités traitées par type de déchets selon la nomenclature ITOM, de l'énergie produite et son usage (vendue ou autoconsommée), des refus, etc. Les données nécessaires à l'inventaire national (essentiellement les quantités traitées par type de déchets pour chaque installation) sont obtenues sous forme d'une base de données auprès de l'ADEME.

Les résultats de l'enquête ITOM font en outre l'objet d'un rapport public tous les deux ans. La dernière édition a été publiée en 2024 et concerne les données de l'année 2022. Ces données sont utilisées pour les périmètres hexagonal et ultramarins (DROM et COM).

Règle de rapportage

La distinction entre « avec » ou « sans » récupération d'énergie se fait selon la classification effectuée par l'ADEME dans le cadre des enquêtes ITOM [32], c'est-à-dire sans prendre en compte le rendement énergétique de l'incinérateur.

Les émissions de CO₂ issues de la part organique des déchets est comptabilisée hors totale.

Méthode d'estimation des émissions de gaz à effet de serre (NID) :

Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ sont déterminées selon la méthodologie recommandée dans les lignes Directrices 2006 du GIEC [743] au moyen de facteurs d'émission calculés sur la base du contenu en carbone des déchets (CF), de la composition des déchets traités en UIDND (WF), du facteur d'oxydation de l'incinération (OF) et du ratio de carbone d'origine biomasse (FCF).

$$CO_2 \text{ Emissions} = MSW * \sum_i (WFi * dmi * CFi * FCFi * OFi) * 44/12$$

Où :

CO₂ Emissions = émissions de CO₂, Gg/an

MSW = quantité totale de déchets solides municipaux (poids humide) incinérés, Gg/an

WF_i = fraction du type de déchets/ composant i dans les MSW (poids humide) incinéré, avec $\sum WF_i = 1$,

dm_i = teneur en matière sèche des MSW (poids humide) incinérés, (fraction)

CF_i = fraction de carbone dans la matière sèche (teneur totale en carbone), (fraction)

FCF_i = fraction de carbone fossile dans le carbone total, (fraction)

OF_i = facteur d'oxydation, (fraction)

44/12 = facteur de conversion du C en CO_2

i = composants des MSW incinérés tels que le papier/carton, les textiles, les déchets alimentaires, le bois, les déchets de jardin (cour) et de parc, les couches jetables, le caoutchouc et le cuir, les plastiques, le métal, le verre, les autres déchets inertes.

La composition des déchets incinérés selon les catégories nécessaires à l'application de la méthodologie du GIEC (déchets alimentaires, déchets verts, papier/carton, bois, textiles, textiles sanitaires et incombustibles) est estimée sur la base, d'une part, d'enquêtes de caractérisation des déchets ménagers (dites MODECOM [368]), d'enquêtes de caractérisation des déchets industriels selon l'activité, la nature des déchets et le type de traitement [733] et, d'autre part, d'enquêtes bisannuelles caractérisant les déchets incinérés (pour les territoires hexagonal et ultramarins) réalisées par l'ADEME [32].

Les valeurs par défaut de contenu en carbone des déchets (CF) proposées par le GIEC sont appliquées [617][618].

La valeur par défaut du facteur d'oxydation de l'incinération proposée par le GIEC est appliquée [618].

Les valeurs par défaut du ratio de carbone d'origine biomasse (FCF) proposées par le GIEC sont appliquées [617][618].

Emissions de CH_4

Le facteur d'émission de CH_4 dépend du type de technologie d'incinération (four à grille ou à lits fluidisés).

Pour une technologie à grille, le facteur d'émission est de 0,2 kg CH_4 / Gg de déchets [619].

Pour une technologie à lits fluidisés, le facteur d'émission du CH_4 est nul [619].

La répartition des usines par type de four en France, en proportion de la capacité installée, est connue pour 2005 au travers de l'enquête de l'ADEME [335]. Elle est composée de 97,2% de fours à grille (grilles fixes, grilles mobiles et fours rotatifs) et de 2,8% de lits fluidisés.

Le facteur d'émission moyen déduit est de 0,19 g / Mg de déchets pour les territoires hexagonal et ultramarins.

Emissions de N_2O

Le facteur d'émission du N_2O est calculé sur la base des déclarations annuelles des sites sur la plateforme GEREPE à partir de 2004 (pour les sites hexagonaux et ultramarins). Pour les années antérieures, le facteur d'émission de 2004 est appliqué. L'estimation réalisée par les industriels s'appuie généralement sur les concentrations mesurées en continu au niveau des cheminées.

Tableau 7 : Facteurs d'émission du N_2O associés à l'incinération de déchets ménagers

g/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
N_2O	98,4	98,4	58,7	24,3	8,8

Emissions de Gaz fluorés

Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances.

Méthode d'estimation des émissions de polluants (IIR) :

Emissions de SO₂

Un facteur d'émission moyen est déterminé à partir des déclarations annuelles des émissions de 1994 et depuis 2000 (pour les sites hexagonaux et ultramarins) [19] (déclaration sans seuil). L'estimation réalisée par les industriels s'appuie généralement sur les valeurs réglementairement mesurées en continu sur les cheminées. Le facteur d'émission de 1994 est appliqué aux années antérieures. Les années intermédiaires sont interpolées.

Tableau 8 : Facteurs d'émission du SO₂ associés à l'incinération de déchets ménagers

g/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
SO ₂	907,4	341,7	58,06	66,71	70,99

Emissions de NO_x

Un facteur d'émission moyen est déterminé à partir des déclarations annuelles des émissions de 1994 et depuis 2000 (pour les sites hexagonaux et ultramarins) [19] (déclaration sans seuil). L'estimation réalisée par les industriels s'appuie généralement sur les valeurs réglementairement mesurées en continu sur les cheminées. Le facteur d'émission de 1994 est appliqué aux années antérieures. Le facteur d'émission de 1994 est appliqué aux années antérieures. Les années intermédiaires sont interpolées.

Tableau 9 : Facteurs d'émission des NO_x associés à l'incinération de déchets ménagers

g/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
NO _x	1 597	1 532	630	536	457

Emissions de COVNM

Un facteur d'émission moyen est déterminé à partir des déclarations annuelles des émissions de 1994 et depuis 2000 (pour les sites hexagonaux et ultramarins) [19] (déclaration sans seuil). Le facteur d'émission de 1994 est appliqué aux années antérieures. Le facteur d'émission de 1994 est appliqué aux années antérieures. Les années intermédiaires sont interpolées.

Tableau 10 : Facteurs d'émission des COVNM associés à l'incinération de déchets ménagers

g/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
COVNM	120,12	50,03	5,77	4,46	3,88

Emissions de CO

Les émissions jusqu'à 1994 sont déterminées au moyen d'un facteur d'émission de 700 g / t déchets issu du Guidebook EMEP [17]. Entre 1994 et 2004, les émissions sont interpolées. Depuis 2004, le facteur d'émission du CO est calculé à partir des déclarations annuelles des sites (pour les sites hexagonaux et ultramarins).

Tableau 11 : Facteurs d'émission du CO associés à l'incinération de déchets ménagers

g/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
------	------	------	------	------	------

CO	700,00	340,25	53,23	56,09	67,90
----	--------	--------	-------	-------	-------

Emissions de NH₃

Les installations équipées d'équipement de réduction des émissions d'oxydes d'azote (De-NOx) de type SCR et SNCR sont **émettrices** de NH₃. Le premier DeNOx (de type SCR) a été installé en 1998. Le facteur d'émission de NH₃ retenu pour les années antérieures à 1998 est nul.

Le facteur d'émission est établi à partir du facteur d'émission déterminé par la FNADE [310] pour une installation équipée d'un système De-NOx SCR ou SNCR (11 g NH₃ / tonne déchets incinérés), ramené au rapport de la quantité de déchets incinérés avec De-NOx à la quantité totale de déchets incinérés dans des installations avec récupération d'énergie. Les investigations menées par le Citepa amènent à considérer qu'en 2013 environ 5% des déchets non dangereux traités en UIDND sont incinérés dans une installation qui ne comporte pas de traitement des NOx.

Tableau 12 : Facteurs d'émission du NH₃ associés à l'incinération de déchets ménagers

g/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
NH ₃	0	1,53	14,21	13,72	14,23

Emissions de poussières totales en suspension (TSP)

Les émissions sont déterminées au moyen d'un facteur d'émission de 350 g TSP / t OM provenant de la référence [42] pour les années 1990 à 1994. Ce facteur d'émission est basé sur une extrapolation de la teneur en plomb, zinc et cadmium dans les émissions particulaires. A partir de 1999, les déclarations annuelles des rejets sont compilées pour en déduire un facteur d'émission annuel moyen (pour les sites hexagonaux et ultramarins) [19] (déclaration sans seuil). L'estimation réalisée par les industriels s'appuie généralement sur les valeurs réglementairement mesurées en continu sur les cheminées. De 1994 à 1998, les facteurs d'émission sont interpolés.

Tableau 13 : Facteurs d'émission des TSP associés à l'incinération de déchets ménagers

g/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
TSP	350,0	215,4	8,37	7,27	6,87

Emissions de PM₁₀, PM_{2,5}, PM_{1,0}

Seules les émissions de particules de diamètre inférieur à 10 µm sont déterminées en utilisant la granulométrie tirée de la référence [68].

Tableau 14 : Part des émissions des PM₁₀, PM_{2,5} et PM_{1,0} des émissions de TSP

Tranche granulométrique	% répartition des TSP totales
PM ₁₀	95
PM _{2,5}	78
PM ₁	(nd)

(nd) : non disponible

Emissions de carbone suie / black carbon (BC)

La part du BC dans les émissions de PM_{2,5} est de 3,5% selon le guide EMEP/EEA [569].

Métaux lourds (ML)

De 1990 à 2001, le facteur d'émission est calculé sur la base de données fournies par les industriels [45] et d'un taux de mise en conformité des incinérateurs. A partir de 2004, le facteur d'émission est calculé sur la base des déclarations annuelles des industriels (pour les sites hexagonaux et ultramarins) [19]. Entre ces deux années, il est procédé à une interpolation linéaire.

Tableau 15 : Facteurs d'émission des métaux lourds associés à l'incinération de déchets ménagers

mg/Mg	1990	2000	2010	2020	2024
As	77,32	40,02	26,17	1,37	0,92
Cd	604,00	364,65	16,42	11,22	14,43
Cr	349,33	151,86	82,89	33,83	19,40
Cu	1 251,2	1 181,1	62,60	79,68	45,37
Hg	972,67	343,90	42,56	26,35	12,79
Ni	875,58	234,57	35,81	44,68	28,33
Pb	8 804,1	6 512,2	91,56	60,78	54,17
Zn	15 660	4 873,7	588,75	670,63	647,28

Facteurs d'émission de métaux lourds associés à l'incinération de déchets ménagers (mg ML/Mg de déchets)

Dioxines et furanes (PCDD-F)

Avant 2003, une distinction est faite entre les incinérateurs conformes et les non conformes ainsi qu'entre les incinérateurs dont la capacité est inférieure ou supérieure à 6 t/h. Le facteur de chacune de ces catégories est déterminé sur la base de données figurant dans le rapport de l'INERIS [280] jusqu'en 1997 et sur la base de données fournies par le Ministère chargé de l'environnement de 1998 à 2003 [279]. Le facteur d'émission moyen est déduit de ces facteurs d'émission unitaires et d'un taux de mise en conformité des incinérateurs.

A partir de 2004, le facteur d'émission est estimé sur la base des déclarations annuelles des industriels (pour les sites hexagonaux et ultramarins) [19] (déclaration sans seuil). L'estimation réalisée par les industriels s'appuie généralement sur les valeurs réglementairement mesurées en semi-continu sur les cheminées.

Le facteur d'émission évolue donc chaque année et reflète les évolutions technologiques.

Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)

Une distinction est faite entre les incinérateurs conformes et les non conformes ainsi qu'entre les incinérateurs dont la capacité est inférieure ou supérieure à 6 t/h. Le facteur de chacune de ces catégories est déterminé sur la base de données figurant dans le rapport TOCOEN [281] et dans le rapport de R. Bouscaren [70]. Le facteur d'émission moyen est déduit de ces facteurs d'émission unitaires et d'un taux de mise en conformité des incinérateurs.

Polychlorobiphényles (PCB)

En ce qui concerne les PCB, en l'absence d'autres informations, une donnée issue de EMEP/CORINAIR [17] est utilisée pour l'année 1990. Pour les autres années, on applique à ce facteur d'émission l'évolution du facteur d'émission des dioxines et furanes.

Hexachlorobenzène (HCB)

Une distinction est faite entre les incinérateurs conformes et les non conformes. Le facteur d'émission de chacune de ces deux catégories est issu du rapport de R. Bouscaren [70]. Le facteur d'émission moyen est déduit de ces facteurs d'émission unitaires et d'un taux de mise en conformité des incinérateurs (100% depuis 2006).

Crédit des illustrations

Industrie de l'énergie | Introduction (de gauche à droite et de haut en bas)

@ Patrick HENDRY / Unsplash

@ Johannes PLENIO / Unsplash

@ Alexander TSANG / Unsplash

