



Rapport **OMINEA** | Énergie. Éléments généraux Ed. 2025

Organisation et méthodes des
inventaires nationaux des émissions
atmosphériques en France

Rapport **OMINEA** | Énergie. Éléments généraux Ed. 2025

Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France

Avril 2025

Rédaction

Contributeurs	Jean-Marc ANDRE, Grégoire BONGRAND, Benjamin CUNIASSE.
---------------	--

Coordination, Vérification et Approbation finale

Coordination et Vérification	Grégoire BONGRAND, Ingénieur d'études Jean-Pierre CHANG, Directeur adjoint	15/04/2025
Approbation finale	Nadine ALLEMAND, Directrice adjointe Jérôme BOUTANG, Directeur général	1504/2025

Pour citer ce document :

Citepa, 2025. Rapport OMINEA | Énergie. Éléments généraux – 22^{ème} édition

© Citepa 2025

Ce Rapport a été réalisé avec la participation financière du Ministère de la Transition écologique, de la Biodiversité, de la Forêt, de la Mer et de la Pêche (MTBFMT).

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

Rapport n°2590omi/ 2025 | 1. Éléments généraux.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.....	Erreur ! Signet non défini.
Table des tableaux.....	3
Préambule	4
Éléments généraux Introduction.....	5
Caractéristiques des combustibles.....	6
Facteurs d'émission	12
Crédit des illustrations	37

Table des tableaux

Tableau 1 : Facteurs de conversion des principales unités énergétiques usuelles	7
Tableau 2 : Nomenclature des combustibles et PCI associés	7
Tableau 3 : Facteurs d'émission CO ₂ utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	17
Tableau 4 : Evolution du taux moyen national de biométhane (NAPFUE 31B) dans le gaz de réseau, en %, depuis 1990 ...	18
Tableau 5 : Moyenne des ratios massiques Hydrogène sur Carbone (R _{H:C}) et Oxygène sur Carbone (R _{O:C}) des différentes mesures effectuées	19
Tableau 6 : Facteurs d'émission de CO ₂ des produits pétroliers (essence sans-plomb et gazole).....	19
Tableau 7 : Facteurs d'émission de CO ₂ de l'essence plombée.....	20
Tableau 8 : PCI et contenus Carbone des différents produits composant les agro-carburants	21
Tableau 9 : Données utilisées pour le calcul du FE du bio-kérosène	22
Tableau 10 : Répartition des agro-carburants de l'essence mis à la consommation	22
Tableau 11 : Répartition des agro-carburants du gazole et du GNR mis à la consommation	22
Tableau 12 : Répartition des agro-carburants du bio-kérosène mis à la consommation	22
Tableau 13 : Facteurs d'émission SO ₂ utilisés dans les inventaires d'émission nationaux.....	24
Tableau 14 : Facteurs d'émission NO _x utilisés dans les inventaires d'émission nationaux.....	25
Tableau 15 : Facteurs d'émission COVNM utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	25
Tableau 16 : Facteurs d'émission CO utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	26
Tableau 17 : Facteurs d'émission NH ₃ utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	26
Tableau 18 : Facteurs d'émission TSP utilisés dans les inventaires d'émission nationaux.....	27
Tableau 19 : Profils granulométriques pour les CMS utilisés dans les inventaires nationaux	28
Tableau 20 : Profils granulométriques pour les produits pétroliers utilisés dans les inventaires nationaux.....	28
Tableau 21 : Profils granulométriques pour la biomasse solide utilisés dans les inventaires nationaux	28
Tableau 22 : Profils granulométriques pour le gaz naturel utilisés dans les inventaires nationaux	29
Tableau 23 : Facteurs d'émission pour l'arsenic (As) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	30
Tableau 24 : Facteurs d'émission pour le cadmium (Cd) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux.....	30
Tableau 25 : Facteurs d'émission pour le chrome (Cr) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	30
Tableau 26 : Facteurs d'émission pour le cuivre (Cu) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	31
Tableau 27 : Facteurs d'émission pour le mercure (Hg) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux.....	31
Tableau 28 : Facteurs d'émission pour le nickel (Ni) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	32

Tableau 29 : Facteurs d'émission pour le plomb (Pb) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	32
Tableau 30 : Facteurs d'émission pour le plomb (Pb) utilisés pour l'essence	32
Tableau 31 : Facteurs d'émission pour le sélénium (Se) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	32
Tableau 32 : Facteurs d'émission pour le zinc (Zn) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	33
Tableau 33 : Facteurs d'émission pour les dioxines et furanes utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	34
Tableau 34 : Facteurs d'émission pour les HAP principaux utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	35
Tableau 35 : Facteurs d'émission pour les HAP principaux utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	35
Tableau 36 : Facteurs d'émission pour les PCB utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	36
Tableau 37 : Facteurs d'émission pour les HCB utilisés dans les inventaires d'émission nationaux	36

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'émissions, 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 **Énergie. Éléments généraux**.

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

- OMINEA. Parties générales
- OMINEA. Énergie. Éléments généraux
- OMINEA. Industrie de l'énergie
- OMINEA. Industrie manufacturière
- OMINEA. Transports
- OMINEA. Autres secteurs
- OMINEA. Non spécifiés
- OMINEA. Émissions fugitives des combustibles
- OMINEA. Produits minéraux
- OMINEA. Chimie
- OMINEA. Métallurgie
- OMINEA. Produits non énergétiques des carburants et de l'utilisation de solvants
- OMINEA. Industrie électronique
- OMINEA. Consommation d'halocarbures et SF6
- OMINEA. Autres usages et fabrication de produits
- OMINEA. Autres procédés
- OMINEA. Agriculture
- OMINEA. Déchets
- OMINEA. UTCATF
- OMINEA. Autres
- OMINEA. Références & Annexes

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.**



Éléments généraux | Introduction

Le secteur **Énergie** couvre l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques associées à l'utilisation de combustible ou de carburant provenant de sources fixes ou de sources mobiles. Il couvre aussi bien les émissions associées à la combustion dans la production d'énergie, dans l'industrie manufacturière et la construction, mais également dans les transports (routiers, aériens, maritimes et ferroviaires) et dans les secteurs agriculture, résidentiels et tertiaires.

Rédaction : Jean-Marc ANDRE, Grégoire BONGRAND, Benjamin CUNIASSE

Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
03/01/2025	BC	17/01/2025	GB

Caractéristiques des combustibles

Cette section permet de donner certaines informations sur les caractéristiques des combustibles.

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
- [2] Aide-mémoire du thermicien – Edition 1997 - Elsevier
- [3] Citepa – Combustion et émission de polluants – Monographie n°39 – 1984
- [6] Citepa – Nouveaux combustibles – Monographie n°49 - 1986
- [8] ATILH – Note du comité de suivi de l'industrie cimentière – Novembre 2002
- [9] IPCC – Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse gas Inventories: Workbook – section I.6
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [137] CEE-NU, AIE, EUROSTAT, OCDE – Energy statistics working group meeting, special issues Paper 8, Net calorific values – novembre 2004
- [634] COGO Base Carbone du 19 septembre 2012 – PCI anhydre moyen du bois

Caractéristiques de la catégorie :

1. Introduction

L'estimation des émissions de toutes les sources consommant des combustibles fossiles, de la biomasse et divers produits valorisés thermiquement, nécessite fréquemment sinon systématiquement de connaître leurs caractéristiques (composition, pouvoir calorifique, etc.).

Le terme "combustible" est utilisé par la suite pour désigner tout produit utilisé dans une installation de combustion (combustibles fossiles, biomasse, autres produits) afin de produire de la chaleur.

Les caractéristiques des combustibles varient de l'un à l'autre et également au sein d'un même combustible en fonction de son origine. Par suite, certaines de ces caractéristiques évoluent dans le temps, notamment lorsque les spécifications réglementaires sont modifiées.

L'application de la règle, qui veut que l'utilisation de la meilleure donnée disponible soit privilégiée, conduit à s'intéresser au cas par cas aux caractéristiques des combustibles utilisés dans les installations considérées individuellement. Ces informations sont généralement disponibles au travers des systèmes de collecte des données (cf. déclarations annuelles des rejets de polluants). A défaut, des valeurs moyennes types peuvent pallier les éventuels défauts d'informations.

Dans le cas des secteurs regroupant un grand nombre de sources, l'approche individualisée n'est plus employée et l'utilisation de caractéristiques moyennes par défaut est à la fois la plus simple, la seule faisable et n'engendre pas des écarts très importants car il s'agit le plus souvent de petites installations utilisant majoritairement des combustibles commerciaux (fioul domestique, gaz naturel, etc.) dont les caractéristiques sont assez constantes et contenues dans des limites définies réglementairement.

2. Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique est utilisé pour traduire les quantités de combustibles en unité énergétique à partir des quantités exprimées en masse ou en volume^(a) lorsque ces quantités ne sont pas déjà exprimées dans une unité d'énergie. Parmi les unités les plus rencontrées dans les données disponibles se trouvent :

Tableau 1 : Facteurs de conversion des principales unités énergétiques usuelles

Unité	Symbole	Equivalence Joules	Multiples les plus usités
Tonne équivalent pétrole	tep	41,868 GJ	ktep, Mtep
Watt heure PCI	Wh	3600 J	kWh, MWh, GWh
Joule	J	1 J	MJ, GJ, TJ
Thermie	th	4,18 MJ	kth
Calorie	cal	4,18 J	kcal

k (kilo) = 10^3 M (Mega) = 10^6 G (Giga) = 10^9 T (Tera) = 10^{12}

Si disponible, le PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) spécifique à l'installation concernée est utilisé.

A défaut et pour les ensembles statistiques considérés globalement, des valeurs moyennes de PCI sont utilisées. Ces valeurs ont été retenues en tenant compte des informations disponibles au niveau international [137]. Elles s'appliquent donc aussi bien pour la Métropole que pour l'Outre-mer.

Le tableau suivant présente les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) nationaux qui sont mis en œuvre dans les inventaires d'émission nationaux lorsque l'information n'est pas disponible par ailleurs (au niveau des sites notamment).

Tableau 2 : Nomenclature des combustibles et PCI associés

Code combustible (NAPFUEc)	Désignation	MJ / kg	Source
101	Charbon à coke	26	[1]
102	Charbon vapeur	26	[1]
103	Charbon sous-bitumineux	20	[moyenne des PCI déclarés par les installations GIC en 2002]
104	Aggloméré de houille	32	[1]
105	Lignite	17	[1]
106	Brique de lignite	17	[1]
107	Coke de houille	28	[1]
108	Coke de lignite	17	[1]
110	Coke de pétrole	32	[3]
111	Bois et assimilé	18,0	[634]
116	Déchets de bois	18,0	Analogie avec 111

^(a) Le SNIEBA utilise le système d'unité international en vigueur. Relativement à l'énergie, le "joule" (J) et ses multiples (kJ, MJ, GJ, etc.) sont utilisés.

Code combustible (NAPFUEc)	Désignation	MJ / kg	Source
117	Déchets agricoles - Farines animales	18,2	[8]
118	Boues d'épuration	5	[19]
203	Fioul lourd (tous types)	40	[1]
204	Fioul domestique	42,6	[1]
205	Gazole et Gazole Non Routier	42,6	[1]
206	Kérosène ou Pétrole lampant	43	[1]
208	Essence automobile (avec et sans plomb)	44	[1]
209	Essence aviation	44	[1]
210	Naphta	45	[9]
212	Huile de moteur à essence	42	Analogie avec 219
219	Autres lubrifiants	42	[635]
222	Bitumes	40,2	[9]
224	Autres produits pétroliers (graisses, etc.)	40,2	[9]
301	Gaz naturel	évolution annuelle	[2,3]
31B	Biométhane		
302	Gaz naturel liquéfié / Gaz naturel véhicule (GNV)	49,6	Analogie avec 301 de type H
303	Gaz de pétrole liquéfié (GPL) / Gaz de pétrole liquéfié carburant (GPLc)	46	[1]
304	Gaz de cokerie	31,5	[3,6]
305	Gaz de haut fourneau	2,3	[3,6]
312	Gaz d'aciérie	6,9	[6]
313	Hydrogène	120	[3 – tableau VIII]

Caractéristiques de la catégorie :

Teneur en soufre

Vis-à-vis de la teneur en soufre, deux cas sont observés :

- cas des combustibles dont la teneur en soufre est relativement faible et à peu près constante :
 - soit de par la composition naturelle du combustible (exemple : le bois),
 - soit du fait de la spécification réglementaire relative au produit (exemple : fioul domestique (FOD), jusqu'en 2013, gaz de pétrole liquéfié (GPL), gazole, essence, etc.).

Dans ce cas, la teneur en soufre est supposée être celle observée naturellement ou égale à la limite supérieure de la spécification (on suppose que lors de la transformation, il n'est pas recherché une diminution additionnelle de la teneur en soufre au-delà de ce qu'exige la réglementation). Il peut cependant arriver que la teneur en soufre d'un combustible soit légèrement inférieure à la spécification. Lorsque cette information est accessible, elle est prise en compte.

- cas des combustibles dont la teneur en soufre est variable même à l'intérieur des spécifications : exemple charbon, fioul lourd (FOL), fioul domestique à partir de 2014, gaz industriel, liqueur noire, etc.

Dans ce cas, l'utilisation des données disponibles sur une base individuelle est privilégiée et une teneur moyenne est appliquée dans les autres cas. L'utilisation de ces valeurs par défaut est éventuellement nuancée selon des critères géographiques pour des installations situées dans des zones faisant l'objet de dispositions réglementaires particulières dans lesquelles l'utilisation des combustibles très soufrés est limitée ou encore dans le cas d'utilisation de combustibles

locaux particuliers comme le charbon de Gardanne employé dans quelques installations seulement avant la cessation d'exploitation en 2003.

En conclusion, l'utilisation de données spécifiques est privilégiée autant que possible et des valeurs par défaut dans les autres cas.

Pour les combustibles dont la teneur en soufre n'évolue pas ou peu, les facteurs d'émission applicables en Métropole et en Outre-mer sont présentés en section générale énergie.

Pour d'autres combustibles, comme le charbon, la teneur en soufre évolue en fonction de divers critères, en particulier l'origine des matières premières, et donc évolue d'une année sur l'autre. Les valeurs utilisées dans les inventaires en tiennent compte. De plus, les spécifications imposées à certains combustibles ont elles-mêmes évolué au cours du temps (exemple fioul domestique (FOD), gazole, etc.).

Teneur en azote

La teneur en azote combiné des combustibles a une incidence sur la formation des NOx "fuel". Cependant, du fait de voies de formation multiples des oxydes d'azote (NOx "thermique" et NOx "prompt") et de la forte dépendance des émissions de NOx aux caractéristiques de l'équipement de combustion et de ses conditions d'exploitation, la teneur en azote des combustibles n'est pas utilisée pour déterminer les émissions.

Teneur en carbone

La teneur en carbone varie d'un type de combustible à l'autre et également de façon parfois significative au sein d'un même type.

L'émission de CO₂, produit fatal de la combustion avec la vapeur d'eau est en très grande partie liée à la teneur en carbone du combustible.

Le pouvoir calorifique est lui-même dépendant de la teneur en carbone ainsi que de la teneur en hydrogène. Il en résulte que la dispersion des facteurs d'émission de CO₂ rapportés à la quantité d'énergie consommée est bien moindre que lorsqu'ils sont rapportés à la masse ou au volume consommé, ce qui réduit l'incertitude associée à l'estimation des émissions. Cette dispersion réduite justifie généralement, pour les combustibles classiques dont les caractéristiques sont relativement constantes, de ne pas rechercher systématiquement la teneur en carbone des produits par une analyse comme cela s'avère parfois judicieux pour le soufre vis-à-vis de certains combustibles. Sauf produits particuliers comme certains déchets, les valeurs évoluent peu d'une année sur l'autre et peuvent généralement être transposées sans précaution particulière. Les facteurs d'émission nationaux de CO₂ sont présentés dans la section générale énergie.

Il en résulte que les facteurs d'émission de CO₂ sont généralement utilisés pour les installations de combustion quels que soient : l'année, le secteur et le type d'équipement.

Dans le cas des installations soumises au système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (SEQE ou EU-ETS), selon leurs niveaux d'émission, des mesures précises de la teneur en carbone du combustible utilisé sont exigées. Ces facteurs d'émission spécifiques sont utilisés dans l'inventaire.

Parmi les cas particuliers, il convient de noter que la teneur en carbone dans les déchets ménagers varie au cours des années. La part du carbone d'origine fossile est elle-même variable et ne représente qu'une fraction de la teneur en carbone des déchets. Se reporter aux sections spécifiques relatives à l'incinération.

Attention, il y a lieu d'estimer séparément le CO₂ issu de certains phénomènes concomitants tels que la décarbonatation et d'autres qui se rencontrent avec certains procédés industriels (cf. sections relatives aux sous-catégories du CRT 2).

Teneurs en métaux lourds

Certains combustibles contiennent des quantités non négligeables d'éléments traces.

L'attention du lecteur est attirée sur le fait que lorsque des données spécifiques sont disponibles (exemple : les déclarations annuelles des émissions des installations), ces dernières sont utilisées en priorité. Pour certains émetteurs, des données spécifiques sont applicables pour tenir compte des caractéristiques propres au procédé, en particulier la mise en œuvre de techniques de réduction des particules qui ont un impact sur les métaux lourds ainsi que l'évolution de la réglementation (exemple : plomb contenu dans les carburants automobiles).

Il convient donc de vérifier, dans les sections correspondantes, l'existence de valeurs spécifiques.

Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
27/01/2025	BC/JMA	27/01/2025	GB

Facteurs d'émission

Ce paragraphe décrit les facteurs d'émission par combustible utilisés lorsque des données plus précises ne sont pas disponibles.

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
- [2] A3E2Th – Aide-mémoire du thermicien – Edition 1997 – Elsevier
- [3] Citepa – Combustion et émission de polluants – Monographie n°39 – 1984
- [6] Citepa – Nouveaux combustibles – Monographie n°49 – 1986
- [7] Déclarations annuelles des rejets de polluants pour 2001
- [13] UFIP – Données internes
- [14] CPDP – Pétrole (publication statistique annuelle)
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [22] Ministère de l'Environnement – Circulaire du 24 décembre 1990
- [40] Zderek Parma & all. - Atmospheric Inventory Guidelines for Persistent Organic Pollutants, Axys Environmental Consulting - British Columbia, Canada - 1995
- [50] Données communiquées directement par les exploitants au Citepa
- [66] EPA – AP 42 Compilation of air pollutant emission factors, January 1995
- [67] Citepa – ALLEMAND N. - Estimation des émissions de polluants liées à la combustion du bois en France. Mars 2003
- [70] Citepa - BOUSCAREN R. - Inventaire des émissions dans l'atmosphère de métaux lourds et de composés organiques persistants en France en 1990. Août 1996
- [74] EMEP MSC EAST - Note technique 6/2000
- [346] Determination of atmospheric pollutant emission factors at a small coal-fired heating boiler, AEAT, March 2001
- [347] COOPER D. - HCB, PCB, PCDD and PCDF emissions from ships, IVL Svenska Miljöinstitutet AB, October 2004
- [350] Determination of atmospheric pollutant emission factors at small industrial wood burning furnace, AEAT, March 2001
- [355] PNUE – Outil spécialisé (Toolkit) pour l'identification et la quantification des rejets de dioxine et furanes, Février 2005
- [361] ECOBILAN / ADEME – Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants, PCW 2002, Novembre 2002
- [396] CONCAWE – Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, 2009

- [412] ADEME – Communication de M. Erwan AUTRET du 20 octobre 2009
- [414] EMEP/EEA – Emission Inventory Guidebook, Part B111(S1)-6, December 2006
- [458] Citepa - Etude comparative des rejets atmosphériques des principales énergies de chauffage – Avril 2003
- [525] Arrêté du 31 octobre 2012 relatif à la vérification et à la quantification des émissions déclarées dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour sa troisième période (2013-2020)
- [552] DOUANES – Données annuelles de mise à la consommation d'agro-carburants issues des déclarations relatives à la TGAP (données non publiques)
- [573] Tinus et al. – Atmospheric Environment 61, 2012, 641-651
- [574] EMEP / EEA 2013 – 1A4 Non-road mobile source & machinery, Table 3-1 (Tier 1)
- [575] EMEP / EEA 2013 – 1A4 Small combustion, Table 3-13
- [576] EPA – AP 42 Compilation of air pollutant emission factors, version en vigueur en Août 2013
- [577] California Air resources Board – CATEF (California Air Toxics Emission Factor) – Base de données (<http://www.arb.ca.gov/ei/catef/catef.htm>), Facteurs d'émission pour les HAP
- [637] EMEP/EEA Guidebook – édition 2013 – 1A1 Energy industries - Appendix C sulphur content in fuels – contenu en soufre du gaz de haut fourneau (blast furnace)
- [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)
- [639] Données internes Gaz de France basées sur des mesures
- [682] FE CO₂ par défaut du transport aérien, CENWG10 EG 5 : "Default values for air transport" – FNAM
- [765] HOULLIER C. et CROZET B. - Analyse critique des méthodes utilisées par différents pays pour établir leurs inventaires nationaux d'émissions de dioxyde de carbone - mai 1992, Citepa
- [766] Rapport CARBOFOR - teneur moyenne en carbone du bois (page 65), Juin 2004
- [939] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.1 Energy industries, tables 3-2 / 3-3 / 3-4 / 3-5 / 3-6 / 3-7/3-9, FE TSP, CO, NH₃ et COVNM
- [940] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.4 Small combustion, tables 3-23 / 3-24 / 3-25 / 3-27 / 3-29 / 3-30 / 3-31 pour FE NO_x, TSP, CO et COVNM et tables 3-3 / 3-6 / 3-10 pour FE NH₃
- [1022] Circulaire du 9 mars 2012 relative à la taxe générale sur les activités polluantes & ses annexes
- [1112] Panorama du gaz renouvelable - Publication annuelle - GRDF, GRTgaz, Syndicat des énergies renouvelables, SPEGNN, Teréga
- [1210] Méthode de calcul du facteur d'émission CO₂ des points d'entrée du gaz naturel, Citepa&GRTgaz
- [1212] Corteia Acibioqa - Amélioration des connaissances en matière d'impact des chaufferies biomasse sur la qualité de l'air, ADEME
- [1224] EMEP/EEA Guidebook – 2006 – group 02 – chapitre B216 – Tables 8.2d et 8.2^e
- [1264] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019, section 1A1 Energy industries - Table 4.2 - Tier 1 emission factors for source category 1.A.1.b, refinery gas pour FE NO_x
- [1265] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023, section 1A1 Energy industries - Table 3.15 - Tier 2 emission factors for source category 1.A.1.a dry bottom boiler using wood and wood waste pour FE ML
- [1273] HEFA Production and Feedstock Selection 2019, CBSCI
- [1274] CARBURE : La plateforme de gestion des flux de biocarburants, <https://carbure.beta.gouv.fr/>
- [1303] EMEP/EEA Lignes directrices 2023, chapitres 1A1, 1A2 et 1A4, tableaux associés au gaz naturel

[1304] Contrôle de la qualité des carburants en stations-service et de certains combustibles liquides en dépôts en France selon la Directive Européenne 98/70/CE - FQMS - mesures annuelles

[1321] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.A.2 Manufacturing industries and construction (combustion), table 3-7 Iron and steel gases

Calcul des émissions des installations consommant de l'énergie :

Les émissions des sources liées à l'utilisation de l'énergie sont déterminées :

- soit à partir d'une approche individuelle des sources appliquée aux grandes sources ponctuelles pour lesquelles on dispose de données par le biais de diverses enquêtes : déclarations annuelles des émissions de polluants dans l'atmosphère, inventaire des Grandes Installations de Combustion (GIC), etc. La mesure directe des émissions ou les estimations spécifiques établies par bilan, corrélation, voire facteurs d'émission sont prises en compte dans la mesure où tout ou partie des éléments de l'estimation traduisent une spécificité de l'installation considérée. Ces données sont en partie validées par les vérificateurs agréés dans le cas des émissions de CO₂ entrant dans le champ du système d'échange des quotas (SEQE) et en tout état de cause dans tous les cas par les autorités locales (DRIRE/D(R)EAL) et nationales (Ministère en charge de l'Environnement) ainsi que par le Citepa au travers des procédures de vérification liées à l'établissement des inventaires d'émissions (cf. section relative aux incertitudes).

En règle générale, l'information et par suite l'estimation découlant de la mesure des émissions sont retenues en priorité. Corrélations et bilans viennent ensuite. Ces derniers sont généralement à l'origine d'estimations assez précises pour certaines substances (SO₂, CO₂, HCl) dès lors que leur rétention éventuelle dans les équipements thermiques y compris les dispositifs d'épuration (dépoussiérage, désulfuration, déchloruration) n'altère pas la pertinence de cette approche.

- soit à partir de données statistiques globales et de facteurs d'émission choisis par des experts des secteurs concernés en tenant compte de l'état courant des connaissances. Des hypothèses relatives à la structure énergétique, du parc d'équipement voire aux conditions d'exploitation sous-jacentes. Ces éléments peuvent évoluer au cours du temps.

Les émissions sont donc déterminées au moyen de l'une des trois formules suivantes :

Mesure :

$$E_s = \int_{t_1}^{t_n} C_s \times Q_v \times dt \quad (1)$$

avec :

E_s : émission de la substance s (en unité massique)

C_s : concentration de la substance s dans les effluents rejetés à l'atmosphère (en unité massique/Nm³)

Q_v : débit volumique d'effluents rejetés à l'atmosphère (en Nm³/h)

t, t_1, \dots, t_n : intervalles de temps relatifs à C_s et Q_v (en h)

Bilan :

$$E_s = \sum_{f=1}^{f=n} Q_f \times T_{c,f} \times F_{c,f} \times (1 - R_{c,f}) \times \frac{M_s}{M_c} \quad (2)$$

avec :

E_s : émission de la substance s (en unité massique)

Q_f : quantité de combustible f consommé (en masse)

$T_{c,f}$: teneur massique du composé c dans le combustible f (valeur comprise entre 0 et 1)

$F_{c,f}$: facteur d'oxydation du composé c pour le combustible f

$R_{c,f}$: rétention du composé c pour le combustible f dans l'installation (valeur comprise entre 0 et 1)

M_s : masse molaire de la substance s

M_c : masse molaire du composé c conduisant à la substance s (exemple $S \rightarrow SO_2$, $C \rightarrow CO_2$).

Facteur d'émission :

$$E_s = \sum_{f=1}^{f=n} Q_f \times PCI_f \times FE_{s,f} \quad (3)$$

avec :

E_s : émission de la substance s (en unité massique)

Q_f : quantité de combustible f consommé (en masse)

PCI_f : pouvoir calorifique inférieur du combustible f (en unité énergétique/unité massique)

$FE_{s,f}$: facteur d'émission de la substance s pour le combustible f (en unité massique de polluant/unité énergétique)

Dans le cas du CO_2 , le facteur d'émission peut englober le facteur d'oxydation (cas des facteurs d'émission nationaux). Dans le cas d'utilisation de facteurs d'émission spécifiques, un facteur d'oxydation est pris en compte le cas échéant. Les facteurs d'oxydation appliqués sont ceux préconisés par le GIEC et les Nations unies.

Méthode d'estimation des émissions de GES (OMINEA et NID) :

Emissions de CO_2

A. CAS GENERAL (hors agro-carburants)

Généralement, la méthode du bilan matière est utilisée car d'une très bonne précision relative (formule 2 de la section précédente).

Conventionnellement, il est d'usage de déterminer le CO_2 dit "ultime", c'est-à-dire le CO_2 correspondant à toutes les formes d'oxydation (CO notamment) qui s'observent généralement à des concentrations très inférieures à celles du CO_2 dans les gaz de combustion (sauf exception comme les sources mobiles à essence non catalysées ou certains foyers ouverts où la combustion est beaucoup moins bien maîtrisée).

L'interdépendance de la teneur en carbone et du PCI conduit à une faible dispersion des facteurs d'émission de CO_2 y compris en tenant compte du facteur d'oxydation.

En l'absence actuellement de dispositif de récupération du CO_2 sur les installations de combustion, l'estimation des émissions de CO_2 au moyen de la formule du bilan (2) est équivalente à la formule du facteur d'émission (3) tout en restant aussi pertinente (cf. section précédente pour les formules).

Sauf dans le cas d'utilisation de facteurs d'émission spécifiques et dûment justifiés (exemple de certaines déclarations annuelles dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission), les facteurs d'émission de CO₂ nationaux sont appliqués de façon identique à toutes les installations consommatrices de combustibles.

Ces facteurs d'émission présentés dans le tableau ci-après résultent d'une compilation de données plus ou moins nombreuses selon les types de combustibles. Les valeurs recommandées par le GIEC sont parfois légèrement différentes, mais il convient de rappeler que les valeurs du GIEC sont des moyennes internationales qui ne sont pas nécessairement représentatives de la spécificité d'un pays donné, donc du cas français et que l'utilisation de données spécifiques nationales voire spécifiques de chaque installation est encouragée sous réserve de justification.

Dans le cas du facteur d'émission CO₂ du gaz naturel (NAPFUE 301), celui-ci est déterminé à partir des données des données du réseau de transport de la majorité de l'acheminement du gaz en France métropolitaine (interconnexions gazières aux frontières et terminaux méthaniers GRTgaz) [1210] :

- Pour les valeurs postérieures à 2019, le FE est calculé à partir des moyennes journalières des mesures par chromatographie déterminant la composition du gaz naturel et des volumes transactionnels, cela sur chaque point d'entrée en France. Des filtrages et des contrôles de cohérence étant effectués sur ces données d'entrée (volume transité faible, écart entre la densité et le PCS calculés à partir de la composition du gaz), les FE obtenus sur chaque entrée sont alors pondérés des volumes transactionnels de gaz naturel reçu.
- Pour les années 2012 à 2018, les compositions mesurées en 2019 sont utilisées et sont pondérées à partir des volumes de gaz naturel reçus pour chaque point d'entrée sur le réseau. Le facteur d'émission et les compositions du gaz naturel postérieurs à 2019 évoluent avec l'influence du gaz naturel américain (plus riche en méthane et plus pauvre en hydrocarbures lourds) et l'augmentation de la part du GNL (qui ne comporte pas de CO₂). Avant 2019, les qualités gaz des points d'entrées sont considérées comme stable au regard de la précision recherchée.
- Pour les années de 1999 à 2011, le FE retenu est la moyenne du FE de 2012 à 2017, celui-ci étant considéré comme stable.
- Pour les années de 1990 à 1998, le FE retenu est la moyenne du FE de 2012 à 2017 en enlevant l'arrivée GASSCO (canalisation off-shore d'atterrage à Dunkerque), celui-ci n'étant alors pas en service.

Les facteurs d'émission de CO₂ des combustibles considérés comme de la biomasse (bois et assimilés, déchets agricoles, biogaz, biométhane, etc...) ne sont pas nuls. Les émissions induites sont rapportées, pour information, distinctement des émissions de CO₂ fossile.

Le fioul domestique (NAPFUE 204) et la gazole (NAPFUE 205) sont considérés comme des combustibles similaires utilisés dans des secteurs différents et pouvant être soumis à une fiscalité spécifique. Les mesures présentées ci-après pour déterminer le facteur d'émission du CO₂ pour gazole/GNR sont donc également valables pour le fioul domestique.

A la date de la mise à jour du rapport, les valeurs présentées ci-dessous sont la plupart du temps identiques aux facteurs d'émission par défaut officiellement retenus par les autorités françaises dans le cadre du système d'échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (cf. arrêté du 31 octobre 2012 [525]). Pour les sites réalisant des mesures du contenu en carbone de leurs combustibles dans le cadre du système de quotas, les valeurs spécifiques sont prises en compte dans l'inventaire.

Les facteurs d'émission nationaux sont applicables aussi bien en Métropole qu'en Outre-mer.

Tableau 3 : Facteurs d'émission CO₂ utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	Intervalle sectoriel observé dans l'inventaire depuis 1990	Valeur nationale	Source
		kg CO ₂ / GJ (y compris facteur d'oxydation)		
101	Charbon à coke	[91 – 102]	94,6	[638]
102	Charbon vapeur	[88 – 100]	94,6	[638]
103	Charbon sous-bitumineux	[87 – 102]	96,1	[638]
105	Lignite	[97 – 101]	101	[638]
107	Coke de houille	[103 – 112]	107	[638]
110	Coke de pétrole	[88 – 97]	variable selon les années	-
111	Bois et assimilé	[80 – 128]	96,8 (rapporté pour information)	[766]
115	Déchets industriels	[21 - 183]	variable selon les années	[19]
116	Déchets de bois	[92 – 107]	96,8 (rapporté pour information)	Idem bois (111)
117	Déchets agricoles	[69 – 123]	99 (rapporté pour information)	[765]
118	Boues d'épuration	[37 – 179]	110 (rapporté pour information)	[50]
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	[70 – 87]	78	Moyenne calculée selon %s et FE de [3]
204	Fioul domestique	[67 – 84]	74,52	Idem Gazole (205)
205	Gazole / GNR	Cf. méthode décrite ci-dessous		
206	Kérosène ou Pétrole lampant	[72 - 74]	73,5	[682]
208	Essence	Cf. méthode décrite ci-dessous		
214	Solvants usagés	[72 - 86]	82,3	Moyenne 2014-2016 [19]
215	Liqueur noire	-	95,3 (rapporté pour information)	[638]
222	Bitumes	[84 - 96]	80,7	[638]
224	Autres produits pétroliers (graisses, etc.)	[50 - 87]	73,3	[638]
301	Gaz naturel type H (Lacq) / B (Groningue)	[52 - 59]	Variable selon les années	[1210]
31B	Biométhane	Cf. gaz naturel ci-dessus		
303	Gaz de pétrole liquéfié	[51 - 71]	63,1	[638]
304	Gaz de cokerie	[39 - 46]	45,6	[50]
305	Gaz de haut fourneau	[196 - 317]	274,1	[50]
308	Gaz de raffinerie / pétrochimie	[50 - 75]	57,6	[638]
309	Biogaz (57,5% par défaut)	[57 - 110]	Variable selon %CH ₄ 95,4 par défaut	[1112]
312	Gaz d'aciérie	[189 – 190]	188,7	[50]

En ce qui concerne la consommation de biométhane intégré au sein du gaz naturel consommé, celle-ci est déterminée à partir du bilan énergétique national [1] et du panorama des gaz renouvelables [1112]. Il est pris en compte pour chaque secteur consommateur de gaz naturel, que ce soit pour un usage énergétique ou non-énergétique. L'évolution du taux national de biométhane injecté sur le réseau est le suivant :

Tableau 4 : Evolution du taux moyen national de biométhane (NAPFUE 31B) dans le gaz de réseau, en %, depuis 1990

Année	Taux moyen national de biométhane
1990-2011	-
2012	0,001%
2013	0,003%
2014	0,007%
2015	0,018%
2016	0,043%
2017	0,082%
2018	0,150%
2019	0,254%
2020	0,490%
2021	0,907%
2022	1,624%
2023	2,414%

Cas particulier des facteurs d'émission de CO₂ liés à la combustion du gazole/GNR (NAPFUE = 205) et de l'essence (NAPFUE = 208)

Chaque année, la DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat du Ministère de la Transition Ecologique) fait réaliser des contrôles de la qualité des carburants en stations-service. Ces contrôles ont pour support la directive européenne 98/70/CE modifiée par les directives 2003/17/CE, 2009/30/CE, 2011/63/CE et 2015/1513/UE.

Pour la France, (grand pays, modèle A), les prélèvements se répartissent de la manière suivante :

- 100 prélèvements de SP95 ou de SP98 par saison (été/hiver) ;
- 100 prélèvements de gazole B7 par saison (été/hiver) ;
- 100 prélèvements de SP95-E10 par saison (été/hiver) ;

La répartition des prélèvements se fait au prorata des ventes de carburants dans chaque région.

Dans chaque région, la détermination des stations-service contrôlées se fait avec un logiciel de tirage au sort aléatoire.

Les mesures des teneurs en carbone (C), oxygène (O) et hydrogène (H) des carburants (essence et gazole) vendus à la pompe ont été réalisées dans ce cadre-là, dans les stations-service des deux macro-régions suivantes :

- Zone Nord-Est : Grand Est, Bourgogne Franche-Comté et Hauts de France, (22 stations)
- Zone Sud : Provence-Alpes-Côte-D'azur, Rhône-Alpes et Corse. (22 stations)

représentatives de la qualité des carburants vendus en France métropolitaine (vérifiée avec les analyses sur toute la France). Dans chaque macro-régions, 22 stations-service sont contrôlées en hiver et 22 autres en été, soit 88 stations-service contrôlées sur l'année.

Les prestations ont été réalisées entre le 30 janvier 2017 et le 31 mars 2017 pour la qualité hiver et entre le 15 mai 2017 et le 30 juin 2017 pour la qualité été. Les mesures des teneurs en carbone, oxygène et hydrogène ont été réparties sur chaque période et dans chaque région, soit environ une station contrôlée sur 2 :

- SP95/SP98-E5 : 23 prélèvements en hiver - 30 en été
- SP95-E10 : 23 prélèvements en hiver - 28 en été
- Gazole : 24 prélèvements en hiver - 29 en été

Les mesures ont donné les résultats suivants :

Tableau 5 : Moyenne des ratios massiques Hydrogène sur Carbone ($R_{H:C}$) et Oxygène sur Carbone ($R_{O:C}$) des différentes mesures effectuées

Carburant	Hiver		Eté	
	$R_{H:C}$	$R_{O:C}$	$R_{H:C}$	$R_{O:C}$
E10	1,929	0,032	1,932	0,031
E5 (SP95)	1,918	0,023	1,878	0,022
E5 (SP98)	1,898	0,023	1,923	0,022
Gazole	1,906	0,007	1,937	0,007

A partir des mesures, les facteurs d'émission de CO_2 du mélange (produits pétroliers + agro-carburants) $FE_{mélange_mesure}$ sont connus en appliquant la formule suivante :

$$FE_{mélange_mesure} = \frac{44,011}{(12,011 + 1,008 \cdot R_{H:C_mesure} + 16 \cdot R_{O:C_mesure})}$$

Les facteurs d'émission de CO_2 des produits pétroliers FE_{pp} sont recalculés en supposant que les facteurs d'émission de CO_2 FE_{bio} et les pourcentages d'incorporation $\%_{bio}$ des agro-carburants sont connus :

$$Vente_{pp+bio} \cdot FE_{mélange_mesure} = Vente_{pp+bio} \cdot (FE_{pp} \cdot \%_{pp} + FE_{bio} \cdot \%_{bio})$$

$$\text{avec } \%_{pp} = 1 - \%_{bio}$$

$$FE_{pp} = \frac{(FE_{mélange_mesure} - FE_{bio} \cdot \%_{bio})}{1 - \%_{bio}}$$

Les FE_{pp} ont été calculés pour les carburants hiver et les carburants été. Des FE_{pp} moyens (au prorata des ventes mensuelles de 2017) ont été estimés et sont les suivants :

Tableau 6 : Facteurs d'émission de CO_2 des produits pétroliers (essence sans-plomb et gazole)

	Essence sans plomb	Gazole
FE_{pp} (g CO_2 /g carburant)	3,189	3,175
FE_{pp} (kg CO_2 /GJ)	72,48	74,52

Pour obtenir le facteur d'émission de l'essence plombée, une évolution du ratio $R_{H:C}$ entre l'essence plombée et l'essence non plombée proportionnelle à l'évolution de ce ratio dans COPERT a été utilisé.

Tableau 7 : Facteurs d'émission de CO₂ de l'essence plombée

	g CO ₂ /g carburant	kg CO ₂ /GJ
Essence plombée	3,243	73,71

Les facteurs d'émission spécifiques à la France (gazole et essence) sont appliqués partout où du gazole, du GNR ou de l'essence sont utilisés, c'est à dire :

Gazole/GNR : 1.A.2/ 1.A.2.f/ 1.A.3.b/ 1.A.3.c/ 1.A.3.d/ 1.A.4.a/ 1.A.4.b/ 1.A.4.c.ii/ memo.1.D.1.b

Essence : 1.A.2/ 1.A.3.b/ 1.A.3.d/ 1.A.4.b/ 1.A.4.c.ii/ 1.A.4.c.iii

B. CAS DES AGRO-CARBURANTS

L'estimation des émissions de CO₂ issues de la combustion des agro-carburants est réalisée en intégrant dans le calcul des émissions des différents secteurs consommant de l'essence, du gazole ou du kérosène aviation (mélanges de produits pétroliers et d'agro-carburants), les pourcentages massiques, volumiques ou énergétiques (en fonction de l'activité) d'agro-carburants ainsi que leurs facteurs d'émissions.

Pour rappel, les émissions de CO₂ issues des agro-carburants sont exclues du total national des émissions des gaz à effet de serre dans le cadre de la convention sur les changements climatiques.

Les taux d'incorporation donnés dans la base de données OMINEA, correspondent uniquement à la partie biogénique des agro-carburants (bio-essence, bio-gazole et bio-kérosène).

Le bio-essence est composé d'éthanol pur et d'ETBE dont les taux d'incorporation respectifs diffèrent suivant les années. L'ETBE est obtenu à partir d'éthanol et d'isobutène (produit non biogénique), il est donc considéré que la partie biogénique de l'ETBE est équivalente à 47 % volumique d'éthanol.

Le bio-gazole est composé de différents produits (EMAG¹ et biodiesel de synthèse) dont les taux d'incorporation respectifs diffèrent suivant les années. Il est considéré que les EMAG ne sont pas entièrement composés de produits biotiques. En effet, la trans-estérification d'huile avec du méthanol conduit à ce qu'environ 5 % du bio-gazole soit non biogénique.

Le bio-kérosène est composé, à partir de 2022, uniquement d'acides gras et d'esters hydrotraités (HEFA) qui sont des produits 100 % biogéniques [1273, 1274].

Etant donné que les livraisons de carburants sont les livraisons de mélanges (essence+bio-essence, gazole+bio-gazole, kérosène+bio-kérosène), le calcul des pourcentages massiques, volumiques et/ou énergétiques d'incorporation est nécessaire afin d'extraire la partie biotique. Pour cela, les données volumiques d'agro-carburants fournies par les douanes [552] sont utilisées. Ces valeurs permettent de calculer les différents taux d'incorporation (volumique, massique et énergétique) qui seront légèrement différents de ceux diffusés par la DGEC. En effet, ces derniers sont, d'une part, calculés à partir de PCI différents de ceux utilisés dans les inventaires d'émission et, d'autre part, depuis 2010, certains agro-carburants peuvent faire l'objet d'un double comptage dans le calcul du taux d'incorporation énergétique rapporté dans le cadre de la circulaire du 9 mars 2012 relative à la TGAP², devenue TIRIB³ en 2019 puis TIRUERT en 2022⁴.

¹ EMAG = Esther méthyl d'acide gras (esther méthyl d'huile végétal et esther méthyl d'huile usagée)

² Circulaire du 9 mars 2012 relative à la taxe générale sur les activités polluantes/prélèvement sur les carburants

³ Circulaire du 12/06/2019 relative à la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants.

⁴ Circulaire du 29/11/2022 relative à la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports.

Les données pour calculer les facteurs d'émission de CO₂ de chaque agro-carburant sont issues de l'ADEME [361] ainsi que de Carbure [1274] et du CBSCI [1273].

Le facteur d'émission pour le bio-essence, est le facteur d'émission de l'éthanol (seule partie bio), déterminé à partir du contenu carbone de l'éthanol (52,2 % [361]) :

$$\text{FE CO}_2 \text{ bio-essence} = 52,2 \% \times 44,011 / 12,011 = 1,913 \text{ tCO}_2/\text{t bio-essence}$$

Le facteur d'émission pour le bio-gazole, est le facteur d'émission pondéré de la partie bio des EMAG et du bio-gazole de synthèse (de formule C_nH_{2n} [1022], i.e. Fisher-Tropsch).

Le facteur d'émission de la partie bio des EMAG (considéré comme étant de fabriqué par estérification à partir d'huile de tournesol) est déterminé à partir du contenu carbone bio des EMAG (69,7 % [361]) :

$$\text{FE CO}_2 \text{ EMAG}_{\text{bio}} = 69,7 \% \times 44,011 / 12,011 = 2,554 \text{ tCO}_2/\text{t EMAG}_{\text{bio}}$$

Le facteur d'émission du bio-gazole de synthèse est déterminé à partir du contenu carbone (considéré à 100 % bio) du produit (85,6 % [1022])

$$\text{FE CO}_2 \text{ bio-gazole de synthèse} = 85,6 \% \times 44,011 / 12,011 = 3,138 \text{ tCO}_2/\text{t bio-gazole de synthèse}$$

Tableau 8 : PCI et contenus Carbone des différents produits composant les agro-carburants

aractéristiques	ETBE	Ethanol	Huile de colza	Huile de tournesol	EMHV colza	EMHV tournesol
PCI (MJ/kg)	35,88	26,8	37,2	37,7	37,9	37,02
Source	DIREM IFP	DIREM IFP	Sofiproteol	Sofiproteol	Sofiproteol	Sofiproteol
Contenu en C fossile (% massique)	45,6%	0%	0%	0%	3,6%	3,6%
Contenu en C biomasse (% massique)	24,5%	52,2%	77%	77%	69,7%	69,7%

Données utilisées pour la détermination des FE ([361] p15)

Le facteur d'émission pour le bio-kérosène est le facteur d'émission déterminé à partir du contenu carbone de l'HEFA (84,9 % [1273]) :

$$\text{FE CO}_2 \text{ bio-kérosène} = 84,9 \% \times 44,011 / 12,011 = 3,111 \text{ tCO}_2/\text{t bio- kérosène}$$

Tableau 9 : Données utilisées pour le calcul du FE du bio-kérosène

Table 1: Physical and chemical properties of diesel and jet fuel²

PROPERTY	PETROLEUM DIESEL	BIODIESEL	HEFA DIESEL	PETROLEUM JET A	HEFA JET
Carbon Chain Length	C18-C21	C18-C20	C18-C20	C9-C15	C9-C15
Carbon, wt%	86.8	76.2	84.9	-	-
Hydrogen, wt%	13.2	12.6	15.1	-	-
Oxygen, wt%	0.0	11.2	0.0	0.0	0.0
Specific Gravity	0.84	0.88	0.78	0.75-0.84	0.73-0.77
Cetane	40 to 52	45 to 55	70 to 90	< 40	< 80
Cloud Point (°C)	-5	-25 to 2	-30 to -5	-47 to -40	-57
Sulphur (ppm)	< 10	20	< 2	< 3000 ³	< 15
Specific energy (MJ/kg)	43	39	44	42.8	43.9
Aromatics (vol %)	< 12	-	0	< 25	0

Données utilisées pour la détermination du FE de l'HEFA ([1273] p6)

Les parts non-bio des agro-carburants (i.e. l'isobutène de l'ETBE et le résidu de méthanol lors de l'estérification des huiles) sont calculées, et les émissions associées sont rapportées dans la ligne « Other Fossil Fuels » en utilisant les facteurs d'émissions des produits pétroliers dans lesquels ils sont incorporés (i.e. essence pour l'isobutène et gazole pour le résidu de méthanol).

L'ETBE est considéré contenir 47 % d'énergie renouvelable, c'est-à-dire que 53 % est non-bio.

Les EMAG contiennent (69,7 % - 3,6 %) / 69,7 % = 94,8 % de produit bio, et donc 5,2 % de produit non bio.

Les agro-carburants de synthèse ainsi que le bio-kérosène sont considérés comme 100 % bio.

Tableau 10 : Répartition des agro-carburants de l'essence mis à la consommation

Pourcentage volumique	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023
% _v ETBE	97 %	70 %	57 %	43 %	43 %	36 %	21 %
% _v Ethanol	3,3 %	30 %	40 %	55 %	53 %	63 %	74 %
% _v Bioessence de synthèse	0 %	0 %	2,3 %	2,0 %	4,5 %	1,8 %	3,6 %
% _v bio dans les agro-carburants de l'essence	49 %	63 %	70 %	77 %	77 %	81 %	89 %

Tableau 11 : Répartition des agro-carburants du gazole et du GNR mis à la consommation

Pourcentage volumique	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023
% _v EMAG totaux	100 %	99 %	94 %	91 %	89 %	96 %	91 %
% _v Biogazole de synthèse	0 %	1,1 %	5,6 %	9,2 %	11 %	4,3 %	8,6 %
% _v bio dans les agro-carburants du gazole	94,8 %	94,9 %	95,1 %	95,3 %	95,4 %	95,1 %	95,3 %

Tableau 12 : Répartition des agro-carburants du bio-kérosène mis à la consommation

Pourcentage volumique	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023
% _v Biokérosène	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %	100 %
% _v bio dans les agro-carburants du kérosène	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %	100 %

L'ensemble des données relatives aux agro-carburants sont disponibles dans la base de données OMINEA.

Emissions de CH₄

Les émissions dépendent des conditions d'exploitation, du type d'équipement thermique, du combustible et des dispositifs d'épuration.

Compte tenu du faible niveau des émissions, elles sont déterminées au moyen de facteurs d'émission par défaut provenant du GIEC 2006 [638].

Dans le cas des installations de chauffage urbain, du secteur résidentiel et du secteur tertiaire, des facteurs d'émission spécifiques sont utilisés (se reporter aux sections correspondantes), notamment pour la biomasse.

Les facteurs d'émission présentés dans la base de données OMINEA sont utilisés pour la Métropole et l'Outre-mer.

Emissions de N₂O

Les rejets de N₂O sont généralement faibles exceptés pour certains équipements tels que les lits fluidisés (par exemple dans la production centralisée d'électricité, se reporter à la section correspondante).

Les émissions de N₂O sont déterminées la plupart du temps au moyen de facteurs d'émission par défaut provenant du GIEC 2006 [638].

Les facteurs d'émission présentés dans la base de données OMINEA sont utilisés pour la Métropole et l'Outre-mer.

Emissions de Gaz fluorés

La combustion n'engendre pas d'émission de gaz fluorés à effet de serre.

Toutefois, certaines sources associées à l'utilisation et à la distribution de l'énergie (climatisation, disjoncteurs, etc.) qui utilisent certains de ces composés constituent des émetteurs qui sont traités séparément dans les sections relatives aux codes CRT 2F.

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

Emissions de SO₂

Les émissions se calculent à partir des trois formules décrites précédemment selon les cas rencontrés en privilégiant les données spécifiques à la source ou au secteur considéré.

Sauf cas particulier (présence de système de traitement du SO₂ (déSOx), certaines installations consommant du charbon et certaines installations spécifiques pour lesquelles une partie du soufre du combustible est retenue par la matière première produite), la rétention de soufre est supposée nulle.

Dans le cas du recours à des facteurs d'émission par combustible utilisés lorsque des données plus précises ne sont pas disponibles, certaines valeurs sont stables dans le temps alors que d'autres au contraire, évoluent selon les années (exemple : fioul lourd). Les facteurs d'émission de SO₂ stables dans le temps sont présentés dans les tableaux suivants alors que ceux évoluant par année sont disponibles dans la base de données OMINEA. Ils sont applicables aussi bien en Métropole qu'en Outre-mer.

Tableau 13 : Facteurs d'émission SO₂ utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	Facteur d'émission en g SO ₂ / GJ	Source
101 et 102	Charbons (hors Gardanne)	évolution annuelle	-
103	Charbon sous-bitumineux	évolution annuelle	-
105	Lignite	évolution annuelle	-
107	Coke de houille	évolution annuelle	-
110	Coke de pétrole	938	Base de 1,5% de S
111	Bois et assimilé	10	[412]
116	Déchets de bois	10	analogie avec le bois
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS / TTBTS	évolution annuelle	Selon la consommation des différentes qualités de FOL
204	Fioul domestique	évolution annuelle	Avant 2014 : selon les évolutions réglementaires Après 2014 : [1304]
205 et 25B	Gazole, Gazole Non Routier et Biocarburant gazole	évolution annuelle	Selon les évolutions réglementaires
208 et 28B	Essence et biocarburant essence	évolution annuelle	Selon les évolutions réglementaires
214	Solvants usagés	78	[7]
215	Liqueur noire	Valeurs spécifiques	-
218	Autres déchets liquides	Valeurs spécifiques	-
301	Gaz naturel	0,5	[2, 3]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	
303	GPL GPLc	2,2 8,7 jusqu'en 2009, 2,2 jusqu'en 2010 et 1,3 depuis 2021	[13, 14]
304	Gaz de cokerie	530	[3, 6]
305	Gaz de haut fourneau	30	[637]
308	Gaz de raffinerie / pétrochimie	Valeurs spécifiques	-
309	Biogaz	Valeurs spécifiques	-
312	Gaz d'aciérie	14	[6]

Emissions de NO_x

Les émissions dépendent des conditions d'exploitation, du type d'équipement thermique, du combustible et des dispositifs d'épuration.

Elles sont déterminées, soit par mesure, soit au moyen d'un facteur d'émission (systématique pour les petites sources fixes et les sources mobiles) (formules (1) et (3) de la section ci-dessus). Les facteurs d'émission par défaut pour les chaudières des installations industrielles sont présentés dans le tableau suivant. Ils sont applicables aussi bien en Métropole qu'en Outre-mer.

Tableau 14 : Facteurs d'émission NO_x utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	Facteur d'émission en g NO _x / GJ	Source
101 à 105	Charbons, agglomérés de houille, lignite	160 (foyer à grille classique), 200 (foyer à projection), 340 (chauffe frontale), 280 (chauffe tangentielle), 95 à 150 (lit fluidisé), 160 (autres secteurs)	[22] [458]
111	Bois	200	[67]
203	Fioul lourd	170	[22]
204	Fioul domestique	100	[22]
224	Autres produits pétroliers	170	[22]
301	Gaz naturel	60	[22]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	
303	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	60	[22]
308	Gaz de raffinerie / pétrochimie	63	[1264]
309	Biogaz	Idem gaz naturel	

Les autres équipements (turbines, moteurs fixes, fours et autres) sont traités au cas par cas. En règle générale, les facteurs d'émission sont significativement plus élevés. Excepté pour les fours et certains cas particuliers, les données disponibles sont globales et ne permettent pas de distinguer les différents équipements qui sont alors assimilés à des chaudières.

Dans les cas des secteurs de la production de chaleur centralisée et du résidentiel-tertiaire, des facteurs d'émission spécifiques sont utilisés, notamment pour la biomasse (se reporter aux sections correspondantes).

Emissions de COVNM

Les émissions sont généralement déterminées au moyen d'un facteur d'émission. Les facteurs d'émission par défaut pour les chaudières des installations hors résidentiel sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 15 : Facteurs d'émission COVNM utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	Facteur d'émission en g COVNM / GJ	Source
101 à 104	Charbons, agglomérés de houille	1 et 23 selon les puissances	[939][940]
105	Lignite	1,4 et 23 selon les puissances	[939][940]
111	Bois	4,8	[67]
203	Fioul lourd	2,3 et 5 selon les puissances	[939][940]
204	Fioul domestique	0,8 et 15 selon les puissances	[939][940]
224	Autres produits pétroliers	2,3 et 5 selon les puissances	assimilé au FOL
301	Gaz naturel	2,6 et 2 selon les puissances	[939][940]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	
303	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,6 et 2 selon les puissances	[939][940]
308	Gaz de raffinerie / pétrochimie	2,58	[1264]
309	Biogaz	10 et 2 selon les puissances	[939][940]

Les autres équipements (turbines, moteurs fixes, fours et autres) sont traités au cas par cas quand la distinction des consommations est disponible.

Dans les cas des secteurs de la production de chaleur centralisée et du résidentiel-tertiaire, des facteurs d'émission spécifiques sont utilisés, notamment pour la biomasse (se reporter aux sections correspondantes).

Emissions de CO

Les remarques ci-dessus relatives aux NOx s'appliquent sauf aux TAG en ce qui concerne le facteur d'émission. Toutefois, la mesure est rarement pratiquée et l'utilisation d'un facteur d'émission est quasi généralisée.

Les facteurs d'émission ci-dessous sont applicables aussi bien en Métropole qu'en Outre-mer.

Tableau 16 : Facteurs d'émission CO utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	Facteur d'émission en g CO / GJ	Source
101 à 104	Charbons, agglomérés de houille, lignite	8,7 et 350 selon les puissances	[939][940]
105	Lignite	8,7 et 350 selon les puissances	assimilé au charbon
111	Bois	250	[67]
203	Fioul lourd	15,1 et 40 selon les puissances	[939][940]
204	Fioul domestique	16,2 et 40 selon les puissances	[939][940]
224	Autres produits pétroliers	15,1 et 40 selon les puissances	assimilé à du FOL
301	Gaz naturel	39 et 30 selon les puissances	[939][940]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	
303	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	39 et 30 selon les puissances	[939][940]
304	Gaz de cokerie	5 et 27 selon les puissances	[939][1321]
305	Gaz de haut fourneau	5 et 27 selon les puissances	[939][1321]
308	Gaz de raffinerie / pétrochimie	12,1	[1264]
309	Biogaz	156 et 30 selon les puissances	[939][940]
312	Gaz d'aciérie	5 et 27 selon les puissances	[939][1321]

Dans le cas des secteurs de la production de chaleur centralisée et résidentiel-tertiaire, des facteurs d'émission spécifiques sont utilisés (se reporter aux sections correspondantes).

Emissions de NH₃

Les émissions de NH₃ liées à la combustion sont faibles sauf en présence d'équipements d'épuration particuliers. Pour les sources fixes, les émissions de NH₃ liées à la combustion sont estimées selon les principes suivants :

Installations > 50 MW (chaudières) : d'après le Guidebook EMEP [939], pour les installations >50 MW, il n'est pas attendu de NH₃ sauf en cas de système d'abattement des émissions de NOx (SCR ou SNCR). Ce guide propose tout de même un facteur d'émission NH₃ pour le biogaz (à savoir 0,23 g/GJ).

Installations < 50 MW (chaudières) : d'après le Guidebook EMEP [940], pour toutes les chaudières < 50 MW et les appareils du résidentiel consommant des combustibles solides, du NH₃ est susceptible d'être émis du fait de températures basses dans la chambre de combustion. Il n'y a pas de FE pour les CMS du 1A4a/c (Not estimated (NE) dans le Guidebook) mais des facteurs sont disponibles pour le bois et pour les CMS du résidentiel.

Tableau 17 : Facteurs d'émission NH₃ utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Type d'installations	FE bois	FE CMS
Chaudières < 50 MW	1 g/GJ	Not estimated
Chaudières et autres équipements du résidentiel	selon équipements	0,3 g/GJ

Fours : Il n'est pas attendu d'émissions de NH₃ dans les fours de l'industrie car les températures y sont plus élevées que dans les chaudières.

Dans le cas du secteur résidentiel et plus spécifiquement pour la biomasse, des facteurs d'émission spécifiques sont utilisés (se reporter aux sections correspondantes).

Pour les sources mobiles, les facteurs d'émission utilisés sont décrits dans les sections appropriées.

Emissions de poussières totales en suspension (TSP)

Les émissions de particules totales sont déterminées, soit par mesure, soit au moyen d'un facteur d'émission.

La présence et la quantité de particules totales varient selon la nature du combustible, l'origine de ce dernier et les émissions dépendent au moins pour certains de la nature des équipements thermiques et des dispositifs d'épuration.

Les facteurs d'émission présentés ci-après sont des valeurs nationales applicables, sauf indication contraire spécifique, aux installations de combustion < 50 MW. En effet pour les installations > 50 MW, des mesures sont en général réalisées. Attention, comme indiqué ci-dessus, la variabilité des équipements dans certains secteurs conduit à utiliser des facteurs d'émission différents. A titre d'exemple, dans le secteur résidentiel, l'utilisation de la biomasse dans des équipements moins performants que des chaudières industrielles abouti à sur des émissions particulières plus importantes.

En pratique, l'utilisateur de cette section doit vérifier que des facteurs d'émission spécifiques ne sont pas définis pour des catégories de sources particulières avant d'employer ces valeurs. L'absence d'indication signifie que, soit l'émission est négligeable, soit que seules des valeurs spécifiques sont applicables.

Ces facteurs d'émission proviennent des Guidebook EMEP [940][1224] et de l'étude du Citepa [67] pour le bois.

Ces facteurs d'émission sont applicables en Métropole et en Outre-mer.

Tableau 18 : Facteurs d'émission TSP utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	Facteur d'émission en g TSP/ GJ < 50 MW (hors résidentiel)	Référence
101	Charbon à coke	82	[940]
102	Charbon vapeur	82	[940]
103	Charbon sous-bitumineux	82	[940]
105	Lignite	82	[940]
111	Bois et assimilé	100*	[67]
116	Déchets de bois	100*	[67]
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	50	[1224]
204	Fioul domestique	5	[1224]
301	Gaz naturel	0,9	[939]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	
303	Gaz de pétrole liquéfié	0,9	[939]
304	Gaz de cokerie	2,5	[939]
305	Gaz de haut fourneau		
309	Biogaz	Idem gaz naturel	
312	Gaz d'aciérie	2,5	[939]

* à noter que le FE proposé pour le bois ne tient probablement pas compte des systèmes de traitement des poussières qui pourraient être mis en œuvre.

Dans les cas du secteur du chauffage urbain, des secteurs tertiaire, industriel et agricole, des facteurs d'émission spécifiques peuvent être utilisés pour la biomasse pour les installations identifiées comme inférieures à 20 MW (se reporter aux sections correspondantes).

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

Les émissions de particules dépendent des conditions d'exploitation, du type d'équipement thermique, du combustible et des dispositifs d'épuration.

Les émissions de particules totales sont déterminées, soit par mesure, soit au moyen d'un facteur d'émission.

Les profils granulométriques varient suivant le combustible et le ou les type(s) de dépoussiéreur(s) mis en œuvre. Pour chaque secteur de l'énergie, excepté la production d'électricité et la combustion du bois dans le secteur résidentiel, une combinaison des différents types de dépoussiéreurs mis en œuvre (cyclones, laveurs, électrofiltres, filtres à manches) est retenue et les profils suivants sont appliqués [66] sauf indication contraire indiquée dans les sections spécifiques à chaque catégorie de sources :

Combustibles minéraux solides hors bois :

Codes NAPFUEc concernés : 102 – 103 – 104 – 105

Tableau 19 : Profils granulométriques pour les CMS utilisés dans les inventaires nationaux

Tranche granulométrique	% répartition des particules totales				
	Electrofiltre	Filtre à manches	Laveur	Cyclone	Sans dépoussiérage
PM ₁₀	75	76	71	68	26
PM _{2,5}	41	40	51	43	10
PM _{1,0}	20	20	31	30	5

Combustibles pétroliers :

Codes NAPFUEc concernés : 203 – 204 – 303

Tableau 20 : Profils granulométriques pour les produits pétroliers utilisés dans les inventaires nationaux

Tranche granulométrique	% répartition des particules totales				
	Electrofiltre	Filtre à manches	Laveur	Cyclone	Sans dépoussiérage
PM ₁₀	63	63	100	95	66
PM _{2,5}	41	41	97	22	38
PM _{1,0}	28	28	84	21	27

Bois et déchets de bois :

Codes NAPFUEc concernés : 111 – 116

Tableau 21 : Profils granulométriques pour la biomasse solide utilisés dans les inventaires nationaux

Tranche granulométrique	% répartition des particules totales		
	Electrofiltre, Filtre à manches, Laveur	Cyclone	Sans dépoussiérage
PM ₁₀	92	60	62
PM _{2,5}	77	32	48
PM _{1,0}	59	15	40

Gaz naturel :

Codes NAPFUEc concernés : 301

Les émissions dues à la consommation de gaz naturel sont généralement faibles par comparaison avec les autres combustibles quelle que soit la taille des particules [414]. Il est fait l'hypothèse que toutes les particules sont des PM_{1,0}.

Tableau 22 : Profils granulométriques pour le gaz naturel utilisés dans les inventaires nationaux

Tranche granulométrique	% répartition des particules totales
PM ₁₀	100
PM _{2,5}	100
PM _{1,0}	100

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 est dépendant du type de combustible et du secteur où a lieu la combustion. La principale source de données pour ces ratios est le Guidebook EMEP/EEA sur les inventaires d'émissions de polluants dans sa version la plus récente. Les pourcentages utilisés sont présentés dans chaque section.

Métaux lourds (ML)

Ces éléments traces sont contenus en quantité variable dans les combustibles ainsi que dans les matières premières entrant dans certains procédés industriels. Leur présence et leurs quantités varient selon la nature du combustible, l'origine de ce dernier et les émissions dépendent au moins pour certains de la nature des équipements thermiques et des dispositifs d'épuration.

Les métaux lourds considérés dans les inventaires d'émission (dans le cadre de la convention sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance ainsi qu'au titre de l'E-PRTR) sont : Arsenic (As), Cadmium (Cd), Chrome (Cr), Cuivre (Cu), Mercure (Hg), Nickel (Ni), Plomb (Pb), Sélénium (Se) et Zinc (Zn).

D'autres éléments métalliques peuvent être présents tels que Vanadium (V), Cobalt (Co), Thallium (Tl), etc. Cependant, ceux-ci, bien que faisant l'objet de valeurs limites d'émissions dans le cadre des dispositions réglementaires nationales, n'appartiennent pas actuellement aux champs délimités pour les inventaires d'émission.

Les facteurs d'émission qui suivent, proviennent de plusieurs études :

- étude du Citepa [70],
- article scientifique d'Atmospheric Environment [573],
- guide EMEP édition 2013 ([574] [575]),
- mesures réalisées par GDF [639],
- projet Cortea de l'ADEME [1212].

Ces facteurs d'émission sont des valeurs nationales applicables, sauf indication contraire spécifique, aux installations de combustion. Attention, comme indiqué ci-dessus, la variabilité des équipements dans certains secteurs conduit à utiliser des facteurs d'émission différents. A titre d'exemple, dans le secteur résidentiel, l'utilisation de la biomasse dans des équipements moins performants que des chaudières industrielles débouche sur des émissions particulières plus importantes et par voie de conséquence des émissions plus importantes de métaux lourds provenant de la biomasse.

En pratique, l'utilisateur de cette section doit vérifier que des facteurs d'émission spécifiques ne sont pas définis pour des catégories de sources particulières avant d'utiliser ces valeurs. L'absence d'indication signifie que, soit l'émission est négligeable, soit que seules des valeurs spécifiques sont applicables. Ces facteurs d'émission sont applicables en Métropole et en Outre-mer.

Arsenic

Tableau 23 : Facteurs d'émission pour l'arsenic (As) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg As/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	2,7	[70]
102	Charbon vapeur	2,7	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	3,5	[70]
105	Lignite	4,1	[70]
111	Bois et assimilé	9,46 et 9,5 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	4,5	[70]
204	Fioul domestique	0,002	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,002	[573]
301	Gaz naturel	0,012	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Cadmium

Tableau 24 : Facteurs d'émission pour le cadmium (Cd) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Cd/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	0,15	[70]
102	Charbon vapeur	0,15	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	0,20	[70]
105	Lignite	0,24	[70]
111	Bois et assimilé	1,76 et 1,4 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	1,25	[70]
204	Fioul domestique	0,001	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,001	[573]
301	Gaz naturel	0,00007	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Chrome

Tableau 25 : Facteurs d'émission pour le chrome (Cr) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Cr/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	5,8	[70]
102	Charbon vapeur	5,8	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	7,5	[70]
105	Lignite	8,8	[70]
111	Bois et assimilé	9,03 et 47 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		

Code NAPFUEc	Désignation	mg Cr/ GJ	Référence
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	8,5	[70]
204	Fioul domestique	0,286	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,286	[573]
301	Gaz naturel	0,0013	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Cuivre

Tableau 26 : Facteurs d'émission pour le cuivre (Cu) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Cu/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	6,2	[70]
102	Charbon vapeur	6,2	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	8,0	[70]
105	Lignite	9,4	[70]
111	Bois et assimilé	21,1 et 31 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	6,5	[70]
204	Fioul domestique	0,174	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,174	[573]
301	Gaz naturel	0,006	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Mercure

Tableau 27 : Facteurs d'émission pour le mercure (Hg) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Hg/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	11,5	[70]
102	Charbon vapeur	11,5	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	15	[70]
105	Lignite	17,7	[70]
111	Bois et assimilé	1,51 et 0,8 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	2	[70]
204	Fioul domestique	0,055	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,055	[573]
301	Gaz naturel	0,0001	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Nickel

Tableau 28 : Facteurs d'émission pour le nickel (Ni) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Ni/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	7,7	[70]
102	Charbon vapeur	7,7	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	10	[70]
105	Lignite	11,8	[70]
111	Bois et assimilé	14,2 et 11 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	700	[70]
204	Fioul domestique	0,002	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,002	[573]
301	Gaz naturel	0,003	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Plomb

Tableau 29 : Facteurs d'émission pour le plomb (Pb) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Pb/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	2,7	[70]
102	Charbon vapeur	2,7	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	3,5	[70]
105	Lignite	4,1	[70]
111	Bois et assimilé	20,6 et 90 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	9,25	[70]
204	Fioul domestique	0,007	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,007	[573]
301	Gaz naturel	0,013	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Dans le cas de l'essence, les facteurs d'émission de plomb ont évolué dans le temps du fait de la réglementation. Les données avant 2000 ont été communiquées par l'UFIP [13] et les données à partir de 2001 proviennent de l'article scientifique de « Atmospheric environment » [573].

Tableau 30 : Facteurs d'émission pour le plomb (Pb) utilisés pour l'essence

Année	1990	1995	2000	A partir de 2001
Facteur d'émission Pb (mg/GJ)	4 915	1 686	12	0,034

Sélénium

Tableau 31 : Facteurs d'émission pour le sélénium (Se) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Se/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	0,62	[70]

Code NAPFUEc	Désignation	mg Se/ GJ	Référence
102	Charbon vapeur	0,62	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	0,8	[70]
105	Lignite	0,9	[70]
111	Bois et assimilé	1,2 et 7 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	4	[70]
204	Fioul domestique	0,002	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,002	[573]
301	Gaz naturel	0,00004	[639]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Zinc

Tableau 32 : Facteurs d'émission pour le zinc (Zn) utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg Zn/ GJ	Référence
101	Charbon à coke	19,2	[70]
102	Charbon vapeur	19,2	[70]
103	Charbon sous-bitumineux	25	[70]
105	Lignite	29,4	[70]
111	Bois et assimilé	181 et 290 selon les puissances	[1265][70]
116	Déchets de bois		
117	Déchets agricoles		
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	25	[70]
204	Fioul domestique	0,452	[573]
205	Gazole / gazole non routier	0,452	[573]
301	Gaz naturel	0,0015	[575]
31B	Biométhane	Idem gaz naturel	

Polluants Organiques Persistants (POP)

Les Polluants Organiques Persistants (POP) pris actuellement en compte dans les inventaires d'émission et susceptibles d'être émis dans l'atmosphère lors de la combustion de combustibles sont les suivants :

- les dioxines et furanes (PCDD/F),
- les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP),
- les polychlorobiphényles (PCB),
- l'hexachlorobenzène (HCB).

Les émissions dépendent de la présence de certains composés dans les combustibles et les matières premières (notamment le chlore et le fluor) ainsi que de la nature des équipements thermiques, des conditions de fonctionnement et des dispositifs d'épuration.

Ces émissions sont très sensibles aux conditions de fonctionnement, en conséquence, les facteurs d'émission utilisés restent accompagnés d'une forte incertitude. Lorsque des mesures sont disponibles, celles-ci sont privilégiées.

Sauf cas particulier tel que les HAP pour la biomasse utilisée dans des foyers où la combustion est mal maîtrisée ou d'éventuels combustibles particuliers, les émissions de POP sont généralement faibles.

En ce qui concerne les HAP, l'inventaire d'émission différencie les composés suivants dont les quatre premiers correspondent aux composés couverts par la convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière :

- benzo(a)pyrène (BaP),
- benzo(b)fluoranthène (BbF),
- benzo(k)fluoranthène (BkF),
- indeno(1,2,3-cd)pyrène (IndPy),
- benzo(g,h,i)pérylène (BghiPe),
- fluoranthène (FluorA),
- benzo(a,h)anthracène (BahA),
- benzo(a)anthracène (BaA).

Les valeurs indiquées ci-après, sont les valeurs nationales appliquées par défaut pour les installations de combustion dès lors que des valeurs spécifiques ne sont pas définies pour une catégorie de source particulière (cf. les sections correspondantes).

En pratique, l'utilisateur de cette section doit vérifier que des facteurs d'émission spécifiques ne sont pas définis pour des catégories de sources particulières avant d'employer ces valeurs. L'absence d'indication signifie, soit que l'émission est négligeable, soit que seules des valeurs spécifiques sont applicables.

Dans la version la plus récente des lignes directrices européennes EMEP/EEA 2023 [1303], les facteurs d'émission des HAP et des dioxines et furanes du gaz naturel sont considérés comme nuls. Par extension, ceux associés au biométhane et au GPL sont considéré comme nuls.

Il y a lieu de garder en mémoire la grande variabilité des émissions en fonction des conditions opératoires et le niveau limité des connaissances dans l'interprétation et l'utilisation de ces valeurs.

Ces facteurs d'émission s'appliquent en Métropole et en Outre-mer.

Dioxines et furanes

Les facteurs d'émission de dioxines et furanes proviennent d'un outil de l'UNEP [355] sauf pour le bois et les déchets agricoles pour lesquels une étude du Citepa est utilisée [67].

Tableau 33 : Facteurs d'émission pour les dioxines et furanes utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	ng PCDD/F Iteq/ GJ
101	Charbon à coke	10
102	Charbon vapeur	10
103	Charbon sous-bitumineux	10
105	Lignite	10
111	Bois et assimilé	40
116	Déchets de bois	40
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	2,5
204	Fioul domestique	0,5
301	Gaz naturel	A priori nul ou négligeable
31B	Biométhane	
303	Gaz de pétrole liquéfié	

Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques

Au sens de la CEE-NU, les hydrocarbures aromatiques polycycliques (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 facteurs d'émission des HAP pour les sources fixes proviennent de plusieurs sources différentes :

- base de données CATEF [577] pour le fioul lourd et le fioul domestique,
- étude US-EPA [576] pour les combustibles charbon/lignite,
- étude CONCAWE [396] pour le gaz de raffinerie.

Tableau 34 : Facteurs d'émission pour les HAP principaux utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg BaP/GJ	mg BbF/GJ	mg BkF/GJ	mg IndPy/GJ
101	Charbon à coke	0,0007	-	-	0,0012
102	Charbon vapeur	0,0007	-	-	0,0012
103	Charbon sous-bitumineux	0,0007	-	-	0,0012
105	Lignite	0,0007	-	-	0,0012
111 (*)	Bois et assimilé (< 50MW)	0,5	1,1	0,3	2,0
	Bois et assimilé (≥ 50MW)	1,118	0,043	0,015	0,037
116 (*)	Déchets de bois (< 50MW)	0,5	1,1	0,3	2,0
	Déchets de bois (≥ 50MW)	1,118	0,043	0,015	0,037
203	Fioul lourd HTS/BTS/TBTS	0,0075	0,0109	0,0024	0,004
204	Fioul domestique – Chaudière	0,0155	0,0125	0,0147	0,0196
204	Fioul domestique - TAC	0,0145	0,3477	0,3612	0,0087
301	Gaz naturel	A priori nul ou négligeable			
31B	Biométhane				
303	Gaz de pétrole liquéfié				
308	Gaz de raffinerie	0,0007	0,0011	0,0006	0,0006

(*) dans l'industrie seulement, pour le résidentiel et le tertiaire, voir les sections relatives à ces deux secteurs.

Tableau 35 : Facteurs d'émission pour les HAP principaux utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	mg BghiPe / GJ	mg BaA / GJ	mg BahA / GJ	mg FluorA / GJ
101	Charbon à coke	0,0005	0,0015	-	0,0137
102	Charbon vapeur	0,0005	0,0015	-	0,0137
103	Charbon sous-bitumineux	0,0005	0,0015	-	0,0137
105	Lignite	0,0005	0,0015	-	0,0137
111 (*)	Bois et assimilé (< 50MW)	0,5	0,2	0,2	3,0
	Bois et assimilé (≥ 50MW)	0,04	0,028	0,004	0,688
116 (*)	Déchets de bois (< 50MW)	0,5	0,2	0,2	3,0
	Déchets de bois (≥ 50MW)	0,04	0,028	0,004	0,688
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	0,0064	0,004	0,0047	0,047
204	Fioul domestique - Chaudière	0,0207	0,0311	0,0155	0,0878
204	Fioul domestique - TAC	0,0092	0,0252	0,0087	0,2609
301	Gaz naturel	A priori nul ou négligeable			
31B	Biométhane				
303	Gaz de pétrole liquéfié				
308	Gaz de raffinerie	0,6	0,8	0,6	1,3

(*) dans l'industrie seulement, pour le résidentiel et le tertiaire, voir les sections relatives à ces deux secteurs.

Polychlorobiphényles

Les facteurs d'émission de polychlorobiphényles (PCB) proviennent de plusieurs sources [40][346][347][350].

Tableau 36 : Facteurs d'émission pour les PCB utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	µg PCB / GJ	Référence
101	Charbon à coke	55	[346]
102	Charbon vapeur	55	[346]
103	Charbon sous-bitumineux	72	[346]
105	Lignite	141 (<50 MW) 106 (>50 MW)	[40]
111	Bois et assimilé	31	[350]
116	Déchets de bois	31	assimilé au bois
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	15	[40]
204	Fioul domestique	8,6	[347]
301	Gaz naturel	A priori nul ou négligeable	
31B	Biométhane		

Hexachlorobenzène

Les facteurs d'émission d'hexachlorobenzène (HCB) pour les sources fixes et mobiles proviennent du guidebook EMEP [74].

Tableau 37 : Facteurs d'émission pour les HCB utilisés dans les inventaires d'émission nationaux

Code NAPFUEc	Désignation	µg HCB / GJ
101	Charbon à coke	0,62
102	Charbon vapeur	0,62
111	Bois et assimilé	3,3
116	Déchets de bois	3,3
117	Déchets agricoles	3,3
203	Fioul lourd HTS / BTS / TBTS	A priori nul ou négligeable
204	Fioul domestique	
301	Gaz naturel	
31B	Biométhane	

Crédit des illustrations

Couverture

@ Karsten WURTH / Unsplash

@ Parvesh KUMAR / Unsplash

@ Julia ZYABLOVA / Unsplash

@ Pawel CZERWINS / Unsplash

Éléments généraux | Introduction (de gauche à droite et de haut en bas)

@ Karsten WURTH / Unsplash

@ Parvesh KUMAR / Unsplash

@ Julia ZYABLOVA / Unsplash

@ Pawel CZERWINS / Unsplash

