



# Rapport **OMINEA** | Émissions fugitives des combustibles

## Ed. 2026

Organisation et méthodes des  
inventaires nationaux des émissions  
atmosphériques en France

# Rapport **OMINEA** | Émissions fugitives des combustibles Ed. 2026

## Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France

Avril 2026

### Rédaction

Contributeurs	Grégoire BONGRAND, Yasmine HATIM, Fanny JOUBERT.
---------------	--

### Coordination, Vérification et Approbation finale

Coordination et Vérification	Grégoire BONGRAND, Expert Inventaires Energie & Procédés Industriels Benjamin CUNIASSE, Expert Inventaires Energie Corentin VANCAYSEELE, Expert Inventaires Procédés Industriels & Usages de Produits Etienne MATHIAS, Responsable Inventaires	11/02/2026
Approbation finale	Jean-Pierre CHANG, Directeur adjoint Jérôme BOUTANG, Directeur général	29/04/2026

Pour citer ce document :

Citepa, 2026. Rapport OMINEA | Émissions fugitives des combustibles – 23<sup>ème</sup> 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 | 1. Emissions fugitives.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](http://www.citepa.org) | [contact@citepa.org](mailto:contact@citepa.org)



# Sommaire

Tables des illustrations.....	3
Table des tableaux .....	4
Préambule .....	4
Emissions fugitives des combustibles   Introduction .....	6
Extraction du charbon.....	7
Transformation des combustibles minéraux solides .....	12
Extraction, exploration et transport de pétrole brut.....	17
Transport et distribution des produits pétroliers .....	23
Raffinage du pétrole .....	29
Extraction et traitement du gaz naturel .....	35
Transport, stockage et distribution du gaz naturel.....	38
Torchères et ventilation dans l'extraction de gaz et de pétrole .....	46
Torchère dans le raffinage du pétrole .....	51
Crédit des illustrations .....	55

## Tables des illustrations

Figure 1 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction de charbon pour la période pré-2004.....	11
Figure 2 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction de charbon pour la période post-2004.....	11
Figure 3 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives liées aux phases d'extinction et au défournement lors de la production de coke (1B1b). .....	16
Figure 4 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction, exploration et transport de pétrole brut.....	22
Figure 5 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du transport et distribution des produits pétroliers.....	28
Figure 6 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du raffinage du pétrole.....	34
Figure 7 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction et traitement du gaz naturel. ...	37
Figure 8 : Méthode GRDF pour déterminer les émissions de méthane du réseau de distribution de gaz naturel en France [783] .....	42
Figure 9 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du transport, stockage et distribution. ....	45
Figure 10 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du torchage dans le raffinage du pétrole.....	54

# Table des tableaux

Tableau 1 : Facteur d'émission d'extraction du pétrole brut – CO <sub>2</sub> et CH <sub>4</sub> .....	20
Tableau 2 : Facteur d'émission du stockage de pétrole brut – COVNM, CO <sub>2</sub> et CH <sub>4</sub> .....	20
Tableau 3 : Facteur d'émission de l'extraction de pétrole brut – COVNM .....	21
Tableau 4 : Composition moyenne du gaz naturel (en masse), pour les années 1990, 2000, 2010, 2020 et 2023 .....	42
Tableau 5 : Composition moyenne du gaz naturel (en masse) pour les années 1990, 2000, 2010, 2020 et 2023 .....	44
Tableau 6 : Facteurs d'émission (CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> et N <sub>2</sub> O) du torchage dans la production de pétrole .....	48

## 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 **Émissions fugitives des combustibles**.

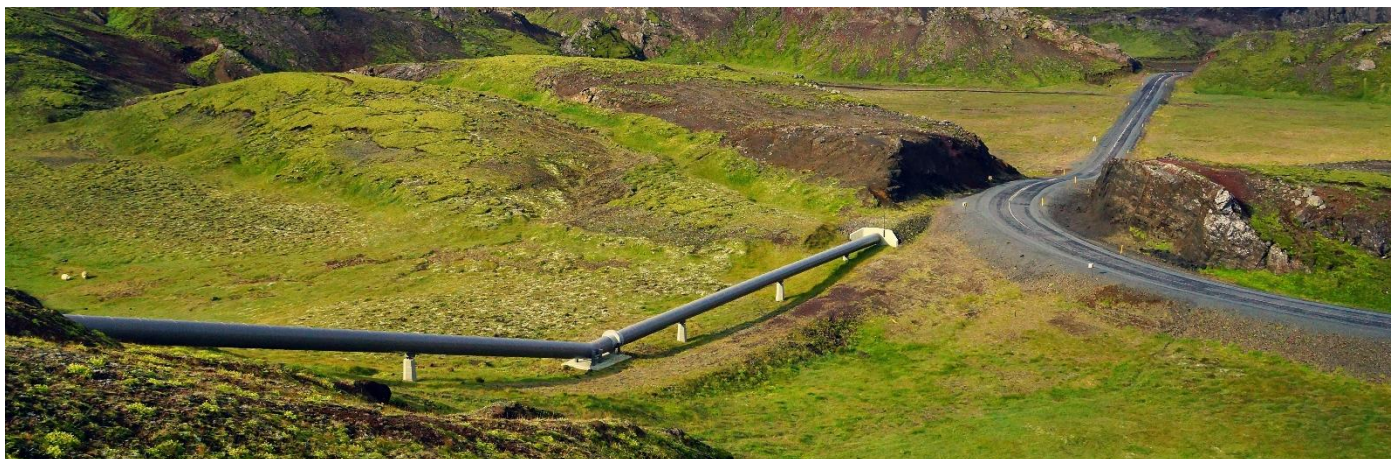
En parallèle, les méthodologies détaillées des autres secteurs sont disponibles sur le site internet du Citepa. Les volumes sont structurés commeme suit :

1. Parties générales
  - OMINEA. Parties générales
  - OMINEA. Références & Annexes
2. Energie
  - OMINEA. Énergie. Éléments généraux
  - OMINEA. Industrie de l'énergie
  - OMINEA. Industrie manufacturière
  - OMINEA. Transports
  - OMINEA. Autres secteurs
  - OMINEA. Non spécifiés
  - OMINEA. Émissions 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 électronique
  - OMINEA. Consommation d'halocarbures et SF<sub>6</sub>
  - 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.**





# Emissions fugitives des combustibles |

## Introduction

Le secteur **Émissions fugitives des combustibles** couvre les émissions fugitives de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques associées à l'extraction et à la production de charbon et de coke, à la production, la transformation (raffinage du pétrole et traitement du gaz naturel), au transport et à la distribution de produits pétroliers et gaziers.

Rédaction : **Fanny JOUBERT, Corentin VANCAYSEELE.**

Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
29/01/2026	FJ	30/01/2026	BC

# Extraction du charbon

Cette section se rapporte aux activités liées à l'extraction du charbon et de sa mise à disposition aux consommateurs à l'exclusion des phénomènes de combustion qui peuvent y être associés.

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.1.a
CEE-NU / NFR	1.B.1.a
SNAPc (extension Citepa)	05.01.01 à 05.01.03
CE / directive IED	Hors champ
CE / E-PRTR	Hors champ
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up basé sur les données par site	Spécifiques aux sites pour le CH <sub>4</sub> , par défaut pour les particules et les COVNM

## Niveau de méthode :

Rang 2 ou 3 pour la période d'activité extractive (jusqu'en 2004), 2 pour la période après mine à compter de 2005

## Références utilisées :

- [1] SDES (SOeS et anciennement Observatoire de l'Energie) – bilans de l'Energie français (données non corrigées du climat). Communication annuelle
- [49] TNO - Etude CEPMEIP relative aux émissions de particules, 2001
- [52] Charbonnages de France - Statistique charbonnière annuelle
- [159] Charbonnages de France – données internes sur les émissions de CH<sub>4</sub>, multi annuel
- [160] INERIS, Evaluation des quantités de méthane rejetées dans l'atmosphère par les mines françaises de charbon et de lignite, décembre 1991
- [377] BRGM/DPSM – Bilan méthane après-mines dans les bassins houillers français à partir de 2004, multi annuel
- [1372] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 - 1.B.1.a Fugitive emissions from solid fuels: Coal mining and handling, table 3-2, table 3-3 et table 3-7



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

L'activité minière est à l'origine d'émissions de méthane (composant majoritaire du gaz de mine ou grisou), de COVNM (composants minoritaires du gaz de mine ou grisou) et de particules (manutention et envols lors du stockage et du transport).

Les rejets de gaz de mine proviennent :

- Du dégazage naturel de la mine (mines à ciel ouvert dites « découvertes »),
- De l'aération de la mine et de la fraction de gaz de mine non captée (mines souterraines),
- Du dégazage lors du stockage du charbon après extraction.

La formation du CH<sub>4</sub> et des COVNM dans les mines dépend des caractéristiques des veines exploitées. Certaines mines non grisouteuses ne sont pas émettrices. Les émissions se poursuivent après la fin de l'exploitation mais se réduisent progressivement et sont considérées négligeables pour les COVNM.

L'activité minière est recensée pour chaque site [52]. En France, l'activité d'extraction a fortement décru au cours des dernières décennies, puis cessé totalement en 2002 pour les mines à ciel ouvert et en 2004 pour les mines souterraines.

Le charbon importé est supposé avoir totalement dégazé avant d'arriver sur le territoire. Par conséquent, des émissions de CH<sub>4</sub> et COVNM supplémentaires ne sont pas prises en compte. Cependant, les émissions de particules issues de la manutention du charbon importé et en sortie des mines sont estimées sur les sites qui consomment le charbon.

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

### ***Emissions de CH<sub>4</sub>***

#### Période pré-2004

Les hypothèses suivantes sont faites :

Le charbon importé a dégazé en totalité avant de parvenir sur le territoire national. Il est en effet impossible de connaître le temps de séjour de ce charbon hors de France. Cette hypothèse est minorante en valeur absolue mais préserve actuellement les engagements nationaux de limitation et de réduction des émissions dans la mesure où les quantités de charbon consommées se réduisent au fil des années. En effet, la baisse des émissions qui en résulterait n'est pas prise en compte.

Le charbon produit en France dégaze en totalité avant de parvenir à l'utilisateur. En conséquence, aucune émission de CH<sub>4</sub> liée au stockage et à la manutention n'est affectée aux secteurs consommateurs. Les émissions sont géographiquement attachées aux sites miniers. Cette hypothèse a un impact d'autant plus faible que l'on considère une année proche de 2004, date à laquelle toute activité d'extraction a cessé. Les données de base exploitées pour cette partie proviennent d'une étude réalisée par l'INERIS [160].

L'activité étant connue par site, la spatialisation des émissions est relativement aisée, bien que les émissions diffuses puissent être de fait moins précisément localisées.

Les émissions de CH<sub>4</sub> lors de l'exploitation étaient déterminées jusqu'en 2004 chaque année pour chaque bassin par CdF à partir des caractéristiques des veines exploitées (grisouteuses ou non) [159]. Des fluctuations importantes sont donc observées d'une année à l'autre. Il n'y a plus d'exploitation de mines de charbon en France depuis avril 2004.

Cette estimation englobe aussi le dégazage lié à la ventilation des galeries après la fin d'exploitation à l'exception des quantités captées et valorisées.

#### Période post 2004

Après la fin d'exploitation, les mines de charbon grisouteuses continuent de rejeter du méthane à l'atmosphère via notamment les exutoires. Il est donc nécessaire d'estimer les émissions de l'« après-mine ». Le BRGM, et plus particulièrement le DPSM (Département Prévention et Sécurité Minière), est en charge de la problématique de l'après-mine et notamment de la surveillance des émissions des anciennes mines.

Les débits des exutoires sont mesurés par le BRGM. Cependant, ceux-ci sont très faibles et très variables en fonction de la localisation et de la pression atmosphérique. De plus, la teneur en méthane du gaz de mine est également très variable d'un point de rejet à un autre.

A l'aide de ces différentes données, le BRGM a élaboré une estimation des rejets de méthane à l'air libre pour l'ensemble des anciennes mines [377].

Ces émissions sont variables d'une année à l'autre en fonction des caractéristiques des mines mais diminuent progressivement au cours du temps après la fin d'exploitation des mines. Un processus de mise à jour de la méthodologie d'évaluation des rejets est actuellement en cours au sein du BRGM, et des données actualisées devraient être disponibles l'année prochaine. Toutefois, à ce stade et en l'absence des données mises à jour par le BRGM pour les années 2022, 2023 et 2024, les émissions de 2021 ont été reportées.

Les facteurs d'émission calculés ont principalement une utilité fonctionnelle puisque les émissions ne sont pas proportionnelles à la production (on peut obtenir des facteurs d'émission de valeur infinie lorsque l'émission est rapportée à une production nulle).

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

### **Emissions de COVNM**

#### Période pré-2004

Les hypothèses suivantes sont faites :

- Le charbon importé a dégazé en totalité avant de parvenir sur le territoire national.
- Le charbon produit en France dégaze en totalité avant de parvenir à l'utilisateur. En conséquence, aucune émission de COVNM liée au stockage et à la manutention n'est affectée aux secteurs consommateurs.
- Les émissions sont calculées à partir de la production nationale (en distinguant les mines ouvertes et souterraines), s'arrêtant en 2004, et de facteurs d'émission provenant du guide EMEP 2023 [1372].

Période post 2004

Les émissions de COVNM sont considérées négligeables lorsque les mines ne sont plus en activité, dès lors aucune émission n'est prise en compte après 2004.

**Emissions de poussières totales en suspension (TSP)**

Les rejets de particules proviennent de la manutention des produits et des envols lors du stockage et du transport.

Contrairement au méthane, les émissions de particules sont, en première approximation, indépendantes du type de mine. Les nombreux éléments pouvant intervenir dans les phénomènes émissifs excluent une modélisation précise surtout a posteriori. Les facteurs d'émission utilisés proviennent de la littérature [49] et de dires d'experts.

Les émissions de particules issues de la manutention du charbon au niveau des sites consommateurs sont également estimées sur la base de la consommation nationale (incluant les consommations des produits primaires - anthracite, lignite, charbon à coke et charbon bitumineux – ainsi que les importations des produits secondaires) et d'un facteur d'émission du guide EMEP 2023 [1372].

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

Le facteur d'émission  $PM_{10}$  est identique à celui des TSP par suite des hypothèses retenues sur la granulométrie des particules.

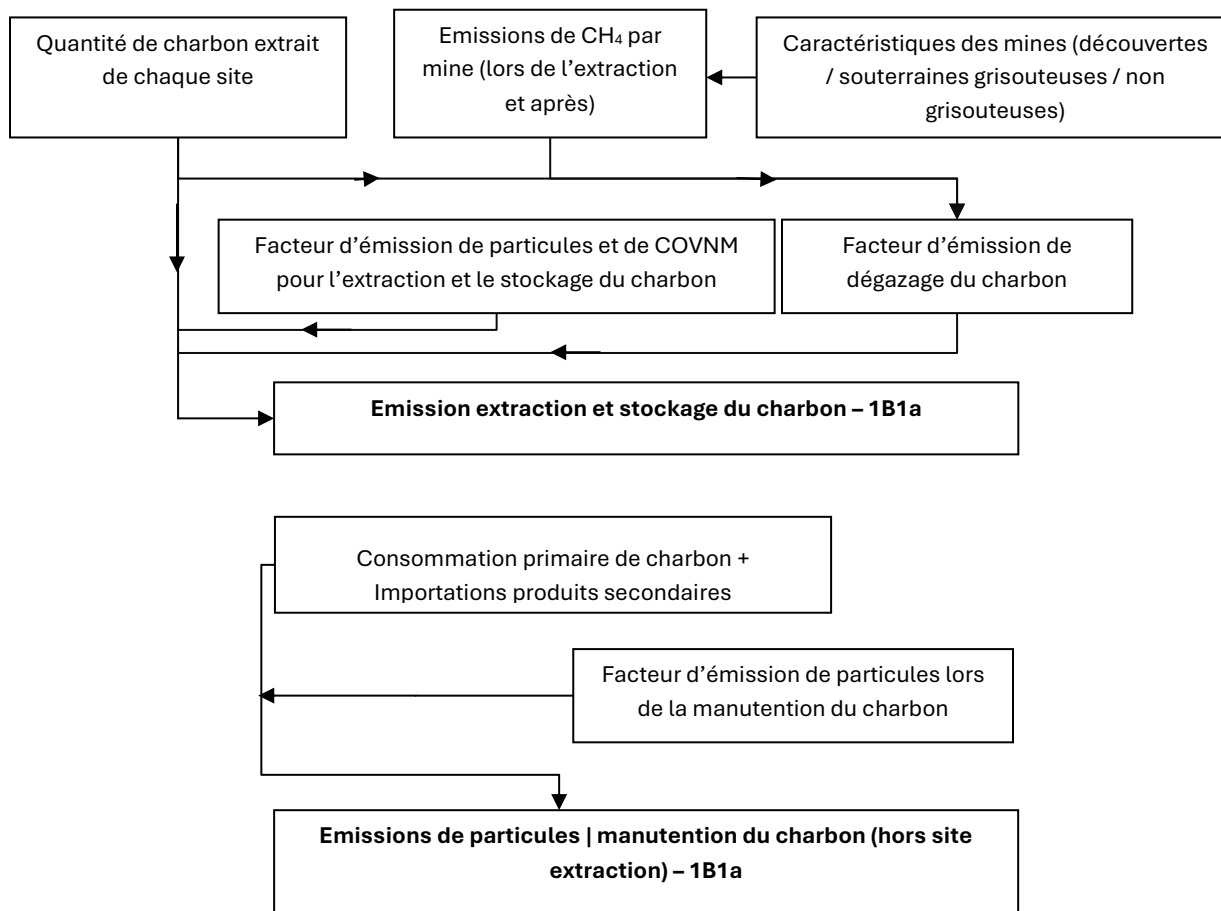
Les émissions de particules au sein des mines d'extraction de charbon sont nulles depuis l'arrêt de l'exploitation des mines françaises en avril 2004.

Néanmoins, des émissions de particules issues de la manutention du charbon au niveau des sites consommateurs sont estimées sur la base de la consommation nationale [1] (incluant les consommations des produits primaires - anthracite, lignite, charbon à coke et charbon bitumineux – ainsi que les importations des produits secondaires) et d'un facteur d'émission du guide EMEP 2023 [1372].

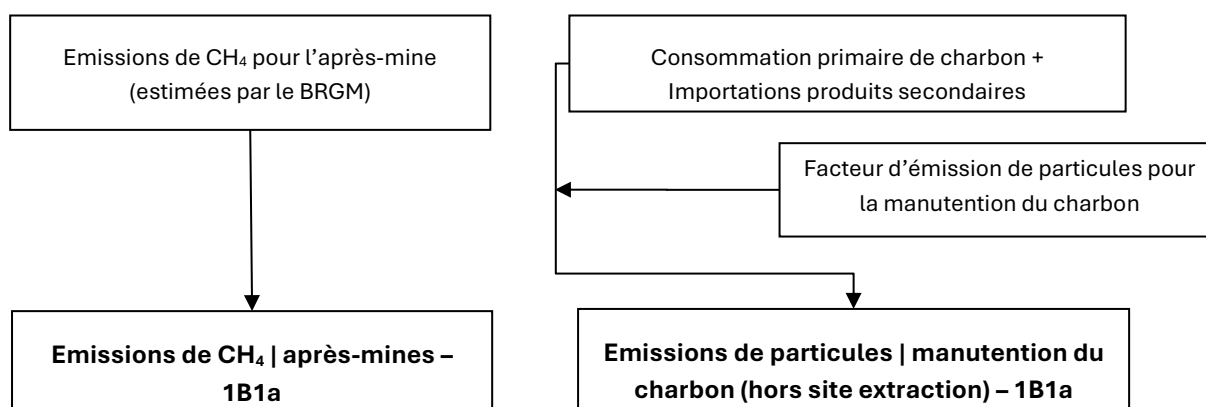
**Emissions de carbone suie / black carbon (BC)**

La part du BC dans les émissions de  $PM_{2,5}$  est estimée à 10%.

**Figure 1 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction de charbon pour la période pré-2004.**



**Figure 2 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction de charbon pour la période post-2004.**



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
30/01/2026	YH	03/02/2026	GB

# Transformation des combustibles minéraux solides

Cette section est dédiée aux émissions se produisant au cours des phases d'extinction et au défournement lors de la production de coke (fuites aux portes) au sein des cokeries minières et sidérurgiques. Les émissions liées à la combustion sont traitées en section « 1A1c - solid fuel transformation ».

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.1.b
CEE-NU / NFR	1.B.1.b
SNAPc (extension Citepa)	04.02.01
CE / directive IED	1.3
CE / E-PRTR	1d
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Production nationale	Valeurs déterminées à partir des déclarations annuelles des exploitants

## Niveau de méthode :

Non défini par le GIEC / Rang EMEP 3

## Références utilisées :

- [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)
- [52] Charbonnages de France - Statistique charbonnière annuelle
- [53] SESSI - Bulletin mensuel de statistique industrielle
- [162] LECES Evolution des métaux lourds et composés organiques persistants en sidérurgie, 1996
- [163] UK fine particulate – Emissions from industrial processes, août 2000
- [767] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023, section 1.B.1.b Fugitive emissions from solid fuels - Solid fuel transformation, Table 3-1 Tier 1 emission factors for source category 1.B.1.b Solid fuel transformation

## 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.

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

Les statistiques de production sont connues selon les années, soit par installation, soit par sous-ensemble sectoriel [19][27][52][53].

Les émissions sont estimées au moyen de facteurs d'émission issus des déclarations et des données communiquées par la fédération professionnelle du secteur [19][27] pour les cokeries sidérurgiques. Ces facteurs sont ensuite appliqués à l'ensemble de la production de coke (minier et sidérurgique).

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

### **Emissions de CO<sub>2</sub>**

Pas d'émission attendue.

### **Emissions de CH<sub>4</sub>**

Le méthane est le seul gaz à effet de serre considéré comme émis lors des phases d'extinction et de défournement des fours à coke. Les émissions des autres GES sont intégralement comptabilisées dans la section « 1A1c - solid fuels transformation ».

Les déclarations annuelles des sites [19] et des données communiquées par la fédération professionnelle du secteur de la sidérurgie [27] permettent de calculer un facteur d'émission par année à partir de 2006. Les émissions de CH<sub>4</sub> liées à l'utilisation de combustibles, répertoriées en 1A1c, sont ensuite retranchées des émissions totales déclarées par les sites



afin d'estimer les émissions à allouer au procédé (1B1b). Pour les années antérieures, le facteur d'émission de 2006 est utilisé.

#### **Emissions de $N_2O$**

Pas d'émission attendue.

#### **Emissions de Gaz fluorés**

Pas d'émission attendue.

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

#### **Emissions de $SO_2$**

Compte tenu des émissions déclarées par les sites pour les unités de production de coke sans distinction entre les émissions liées à la combustion et celles liées au procédé, les émissions de  $SO_2$  du 1B1b sont incluses dans le secteur 1A1c\_solid fuel transformation avec les émissions liées à la combustion.

#### **Emissions de $NO_x$**

Compte tenu des émissions déclarées par les sites pour les unités de production de coke sans distinction entre les émissions liées à la combustion et celles liées au procédé, les émissions de  $NO_x$  du 1B1b sont incluses dans le secteur 1A1c\_solid fuel transformation avec les émissions liées à la combustion.

#### **Emissions de COVM**

Les déclarations annuelles des sites [19] et des données communiquées par la fédération professionnelle du secteur de la sidérurgie [27] permettent de calculer un facteur d'émission par année à partir de 2006. Les émissions de COVM liées à la combustion, répertoriées en 1A1c, sont ensuite retranchées des émissions totales déclarées par les sites afin d'estimer les émissions à allouer au procédé (1B1b). Pour les années antérieures, le facteur d'émission de 2006 est utilisé.

#### **Emissions de CO**

Les déclarations annuelles des sites [19] et des données communiquées par la fédération professionnelle du secteur de la sidérurgie [27] permettent de calculer un facteur d'émission par année à partir de 2006. Les émissions de CO liées à la combustion, répertoriées en 1A1c, sont ensuite retranchées des émissions totales déclarées par les sites afin d'estimer les émissions à allouer au procédé (1B1b). Pour les années antérieures le facteur d'émission de 2006 est utilisé.

#### **Emissions de $NH_3$**

Les émissions de  $NH_3$  sont estimées à partir de la production annuelle de coke [19][27][52][53] et du facteur d'émission par défaut (Tier 1) issu du Guidebook EMEP/EEA sur les inventaires d'émissions de polluants [767] pour toute la série temporelle.

#### **Emissions de poussières totales en suspension (TSP)**

Les déclarations annuelles des sites [19] et les données communiquées par la fédération professionnelle du secteur de la sidérurgie [27] permettent de calculer un facteur d'émission par année à partir de 2006. L'une des normes de mesure utilisée dans ces déclarations est la Norme NF EN 13284-1, avec piégeage sur filtre de quartz et pesée en laboratoire. La

fraction de condensables n'est pas considérée, seule la fraction filtrable l'est. Les émissions de TSP liées à la combustion, répertoriées en 1A1c, sont ensuite retranchées des émissions totales déclarées par les sites afin d'estimer les émissions à allouer au procédé (1B1b).

Pour l'année 1994, les données du LECES [162] permettent de définir le facteur d'émission de cette année. Avant 1994, le facteur d'émission de 1994 est reporté. Il n'y a pas d'information sur l'inclusion ou non des condensables dans le facteur d'émission renseigné. Entre 1994 et 2006, sa valeur est interpolée.

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

La répartition granulométrique utilisée pour l'année 1990 provient d'une étude britannique [163], dans laquelle les facteurs d'émission retenus correspondent à une moyenne entre différents procédés de fabrication. Cependant, au cours de la période 1990-2010, de nombreuses améliorations des systèmes de filtration ont été mises en place progressivement sur les sites, réduisant significativement la part des émissions des particules les plus grosses. A la faveur de campagnes de mesures récentes menées sur les sites sidérurgiques [27], la granulométrie a été interpolée entre la valeur de 1990 et celle issue de ces campagnes de mesures, appliquée à partir de 2010. A partir de 2021, les déclarations d'émissions de  $PM_{10}$  sont directement utilisées. Ainsi la granulométrie des  $PM_{10}$  est calculée grâce aux émissions de TSP déclarées et des émissions de  $PM_{10}$ . La granulométrie des émissions de  $PM_{2,5}$  et  $PM_{1,0}$  est ainsi recalculée sur la base de la granulométrie des  $PM_{10}$  et appliquée aux émissions de TSP.

#### **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 du Guidebook EMEP/EEA sur les inventaires d'émissions de polluants [767].

#### **Métaux lourds (ML)**

Les déclarations annuelles [19] sont utilisées pour calculer les facteurs d'émission des métaux lourds à partir de 2010. Les émissions liées à l'utilisation de combustibles répertoriées en 1A1c sont ensuite retranchées aux émissions totales déclarées par les sites afin d'estimer les émissions à allouer au procédé 1B1b. Pour les années antérieures, un facteur d'émission moyen calculé sur la période 2010-2013 est appliqué.

#### **Dioxines et furanes (PCDD-F)**

Le facteur d'émission est issu du Guidebook EMEP/EEA [767] et est appliqué pour toutes les années.

#### **Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)**

Les facteurs d'émission relatifs aux HAPs sont issus des données de spéciation obtenues auprès des sites pour les années 2011 et 2012 [27]. Le FE moyen de ces deux années est appliqué à toute la période.

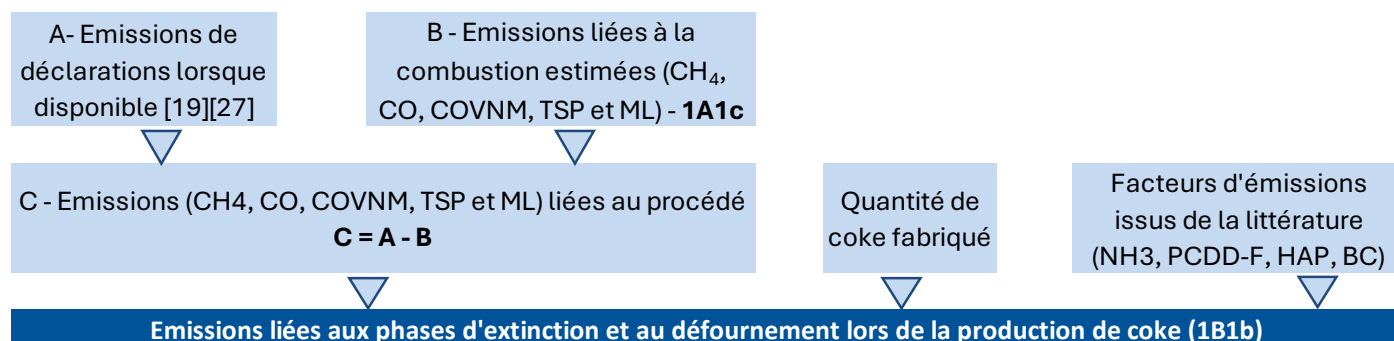
#### **Polychlorobiphényles (PCB)**

Pas d'émission attendue.

#### **Hexachlorobenzène (HCB)**

Pas d'émission attendue.

**Figure 3 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives liées aux phases d'extinction et au défournement lors de la production de coke (1B1b).**



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
29/01/2026	FJ	30/01/2026	BC

# Extraction, exploration et transport de pétrole brut

Cette section traite de l'extraction et du transport de pétrole brut (les liquides gaz naturel sont négligés). Plus particulièrement, les émissions liées à cette activité regroupent les émissions liées à l'exploitation des gisements de pétrole, le transport par pipeline et camions/wagons-citernes depuis ces gisements ainsi que le stockage de pétrole brut dans les terminaux pétroliers. Les activités situées en aval (raffinage, distribution de produits finis, etc.) sont traitées dans les sections appropriées.

Les émissions liées à l'exploration sont également estimées.

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.2.a.i, ii et iii
CEE-NU / NFR	1.B.2.a.i
SNAPc (extension Citepa)	05.02.01 et 05.02.02
CE / directive IED	Hors champ
CE / E-PRTR	Hors champ
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Production nationale (répartition connue par bassin) Quantité de pétrole brut importé Quantité de pétrole brut transporté par pipeline vs. camion-citerne	Valeurs calculées à partir de données de la littérature

## Niveau de méthode :

Rang 1

## Références utilisées :

[13] UFIP - Données internes

[14] CPDP - Pétrole (publication annuelle)

[627] GIEC – Lignes directrices 2006, Chapitre 4, Fugitive emissions, Table 4.2.4, p4.50

[1373] Service statistique du Ministère en charge de l'environnement – SDES. *Données brutes du trafic maritime de marchandises par type de fret, par port et par année*. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/le-traffic-maritime-en-france-tres-legere-baisse-du-fret-en-2024>, dernière consultation le : 27/11/2025

[1374] GIEC – Raffinement 2019, Chapitre 4, Fugitive emissions, Table 4.2.4B, p4.57

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

L'extraction de pétrole brut est une activité très réduite en France. La production nationale a fortement diminué entre 1990 et 2000 (-7% par an en moyenne) et décroît de façon moins accentuée mais progressive depuis 2000 (-4% par an, en moyenne) [14]. Elle ne satisfaisait que 4% de la consommation en 1990 et à peine plus de 1% une trentaine d'années plus tard.

L'exploration de pétrole brut est une activité existante en France et prise en compte dans les calculs d'émissions de gaz à effet de serre et polluants.

Le transport de pétrole brut depuis les sites de production en France est assuré par pipeline et camion-citerne.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 prévoit l'interdiction de l'attribution de nouveaux permis de recherche d'énergies fossiles et limite le renouvellement des concessions existantes à 2040.

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

Les émissions issues de cinq types de sources sont considérées :

- Les émissions liées à l'exploration de pétrole brut (RUBRIC EPL) ;
- Les émissions fugitives liées aux fuites des équipements (brides, raccords...) lors de l'extraction, pertes au stockage (RUBRIC FUG) ;
- Les émissions fugitives dues au réseau de transport de pétrole brut par pipelines (RUBRIC PIP) ;
- Les émissions fugitives dues au réseau de transport de pétrole brut par camions et wagons-citernes (RUBRIC CIT) ;
- Les émissions fugitives liées au stockage de brut dans les terminaux pétroliers (RUBRIC BRT).

L'exploration de pétrole est une activité encore existante en France. Jusqu'à 2018, un permis de recherche était attribué pour une durée maximale de 5 ans, pouvant être prolongé à deux reprises, chaque fois de cinq ans au maximum. Les différents permis de recherches sont indiqués dans le CPDP [14]. L'Etat n'octroie plus de nouveaux permis de recherche depuis 2018. En effet aucune nouvelle activité de forage n'existe selon le CPDP [14] depuis 2018 (mise à part le forage pour « l'extension-développement »). Cependant, les concessions d'exploitation déjà accordées peuvent être prolongées, mais pas au-delà de 2040.

En outre, même si des permis de recherche off-shore existent, l'extraction de pétrole brut off-shore en France est négligeable. L'activité prise en compte pour la catégorie FUG correspond donc à l'extraction terrestre. Il y a toujours eu moins de 1% de la production nationale de pétrole brut localisée en dehors du Bassin Parisien et de l'Aquitaine.

L'activité de transport par pipeline est fournie par le CPDP chaque année. Celle pour les camions-citernes est déterminée à partir de données d'expert et de la production française [14]. Le pétrole brut importé arrive par bateau dans les terminaux pétroliers, ensuite il est acheminé principalement par pipeline dans les raffineries et le transport en camions et wagons-citernes est exclusif à la production de pétrole brut en France.

Jusqu'à l'année 2020, la quantité de pétrole brut importé transitant par les terminaux pétroliers était fournie annuellement par le CPDP. A partir de 2021, ces informations n'étant plus publiées par le CPDP, la quantité de pétrole brut importé se

base sur les données des activités portuaires publiées par le SDES [1373]. La quantité de pétrole brut transporté ou stocké dans les terminaux est exprimée en Mg.

Les émissions liées au torchage et à la ventilation (« venting ») lors de l'extraction de pétrole sur le site de production sont incluses dans la section « 1B2c\_flaring ». Cependant, les émissions de torchage et de ventilation (« venting ») lors des activités d'exploration sont incluses dans cette section.

Les émissions de CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, COVNM sont estimées au moyen de facteurs d'émission par défaut. Les émissions d'autres substances (SO<sub>2</sub>, NOx, CO, PM, etc.) sont estimées négligeables.

L'activité de production étant connue par site, la spatialisation des émissions par bassin est relativement aisée, mais les émissions sont plus difficiles à allouer à des échelles géographiques très fines.

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

### **Emissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O**

#### Exploration de pétrole

L'exploration de pétrole engendre des émissions de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O et CH<sub>4</sub> provenant de l'ouverture des puits (well drilling), des essais (well testing) et de la préparation des puits (well servicing). La méthode de calcul des émissions est basée directement sur la production nationale de pétrole [14]. Les facteurs d'émission utilisés sont ceux donnés par défaut pour les pays développés dans les Lignes directrices du GIEC 2006 [627].

Les facteurs d'émission étant exprimés en Gg / 1000 m<sup>3</sup> dans les lignes directrices du GIEC 2006, ils peuvent être convertis en kg/Mg à partir de la masse volumique (0,86 Mg/m<sup>3</sup>).

#### Transport de pétrole brut

Les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> survenant lors du transport de pétrole brut (PIP, CIT) sont calculées et déterminées à partir :

- des facteurs d'émission par défaut des lignes directrices du GIEC 2006 [627], identiques à ceux du Raffinement 2019 du GIEC [1374],
- de la quantité de pétrole brut transporté par pipeline en France (PIP) et de la production nationale de pétrole brut transporté par camion-citerne (CIT).

Les facteurs d'émission pour le transport par pipeline et camion-citerne étant indiqués en Gg / 1000 m<sup>3</sup> dans les lignes directrices du GIEC 2006, ils peuvent être convertis en kg/Mg à partir de la masse volumique (0,86 Mg/m<sup>3</sup>).

Cette activité n'est pas émettrice de N<sub>2</sub>O.

#### Extraction de pétrole brut

Pour l'extraction (FUG et VEN), les lignes directrices du GIEC 2006 donnent des facteurs d'émission pour le CH<sub>4</sub> et le CO<sub>2</sub> concernant la ventilation (« venting », VEN). En revanche, pour les émissions fugitives (FUG), les facteurs d'émissions de



CH<sub>4</sub> proposés présentent une variabilité trop importante. En conséquence, le ratio CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> est calculé à partir des facteurs d'émission de la ventilation (« venting », VEN) et est utilisé pour déterminer le facteur d'émission du CH<sub>4</sub> fugitif (FUG) [627].

**Tableau 1 : Facteur d'émission d'extraction du pétrole brut – CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>**

	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	Ratio CH <sub>4</sub> /CO <sub>2</sub>
Facteur d'émission extraction – VEN (Gg/1000 m <sup>3</sup> )	9,5E-05	7,2E-04	7,58E+00
Facteur d'émission extraction – FUG (Gg/1000 m <sup>3</sup> )	2,6E-04	1,97E-03	

■ = valeur obtenue à partir d'une référence, ■ = valeur calculée

Les facteurs d'émission étant indiqués en Gg / 1000 m<sup>3</sup> dans les lignes directrices du GIEC 2006, ils peuvent être convertis en kg/Mg à partir de la masse volumique (0,86 Mg/m<sup>3</sup>).

Cette activité n'est pas émettrice de N<sub>2</sub>O.

Les émissions qui proviennent du torchage sur le site de production sont incluses en section 1B2c.

#### Stockage de pétrole brut

Les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> liées au déchargement et stockage de pétrole brut dans les terminaux pétroliers (BRT) sont estimées grâce à une méthodologie mise en place en collaboration avec des experts du secteur pétrolier [13]. Cette méthodologie, basée sur les émissions de COVNM, tient compte notamment des caractéristiques techniques de stockage des bacs (toits fixes vs toits flottants, volume de stockage...). Le ratio de conversion utilisé entre le facteur d'émission des COVNM et celui du CO<sub>2</sub> et du CH<sub>4</sub> est le même que pour l'activité de transport de pétrole brut par pipeline [627][1374] :

**Tableau 2 : Facteur d'émission du stockage de pétrole brut – COVNM, CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>.**

	COVNM	CO <sub>2</sub>	Ratio CO <sub>2</sub> /COVNM	CH <sub>4</sub>	Ratio CH <sub>4</sub> /COVNM
Facteur d'émission transport pipeline (Gg/1000 m <sup>3</sup> )	5,40E-05	4,90E-07	9,07E-03	5,40E-06	1,00E-01
Facteur d'émission du stockage de pétrole brut en 1960 <sup>1</sup> (g/Mg)	7,44E+00	6,75E-02		7,44E-01	

<sup>1</sup> exemple pour les facteurs d'émission en 1960, ceux-ci évoluent au cours de la série temporelle, mais pas les ratios.

■ = valeur obtenue à partir d'une référence, ■ = valeur calculée

Cette activité n'est pas émettrice de N<sub>2</sub>O.

#### **Emissions de Gaz fluorés**

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

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

Seules les émissions de COVNM sont estimées pour cette activité, car pour les quelques autres polluants attendus (SO<sub>x</sub>, PCDD-F), les émissions sont considérées marginales et aucun facteur d'émission n'a pu être identifié dans la littérature.

## Emissions de SO<sub>2</sub>

Les émissions attendues de ces substances lors de ces activités sont considérées marginales et aucun facteur d'émission n'a pu être identifié dans la littérature.

## Emissions de NO<sub>x</sub>

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

## Emissions de COVNM

### Exploration de pétrole

L'exploration de pétrole engendre des émissions de COVNM lors de l'ouverture des puits (well drilling), des essais (well testing) et de la préparation des puits (well servicing). La méthode de calcul des émissions est basée directement sur la production nationale de pétrole [14]. Les facteurs d'émission utilisés sont ceux donnés par défaut pour les pays développés dans les lignes directrices du GIEC 2006 [627].

Les facteurs d'émission étant indiqués en Gg / 1000 m<sup>3</sup> dans les lignes directrices du GIEC 2006, ils peuvent être convertis en kg/Mg à partir de la masse volumique (0,86 Mg/m<sup>3</sup>).

### Transport de pétrole brut

Les émissions liées au transport par pipeline et camion-citerne sont estimées à partir :

- des facteurs d'émission par défaut des lignes directrices du GIEC [627], identiques à ceux du Raffinement 2019 du GIEC [1374],
- de la quantité de pétrole brut transporté par pipeline en France (PIP) et de la production nationale de pétrole brut transporté par camion-citerne (CIT).

Les facteurs d'émission étant indiqués en Gg / 1000 m<sup>3</sup> dans les lignes directrices du GIEC 2006, ils peuvent être convertis en kg/Mg à partir de la masse volumique (0,86 Mg/m<sup>3</sup>).

### Extraction de pétrole brut

Les émissions de COVNM survenant lors de l'extraction des combustibles fossiles liquides (FUG, VEN) sont calculées et déterminées à partir des facteurs d'émission par défaut du GIEC [627]. Les lignes directrices du GIEC 2006 donnent des facteurs d'émission pour le COVNM concernant la ventilation (« venting », VEN). En revanche, pour les émissions fugitives (FUG), les facteurs d'émissions de COVNM proposés présentent une variabilité trop importante. En conséquence, le ratio CO<sub>2</sub>/COVNM est calculé à partir des facteurs d'émission de la ventilation (« venting », VEN) et est utilisé pour déterminer le facteur d'émission des COVNM fugitifs (FUG) [627].

**Tableau 3 : Facteur d'émission de l'extraction de pétrole brut – COVNM**

	CO <sub>2</sub>	COVNM	Ratio COVNM/ CO <sub>2</sub>
Facteur d'émission extraction – VEN (Gg/1000 m <sup>3</sup> )	9,5E-05	4,30E-04	4,53E+00
Facteur d'émission extraction – FUG (Gg/1000 m <sup>3</sup> )	2,6E-04	1,18E-03	

■ = valeur obtenue à partir d'une référence, ■ = valeur calculée

### Stockage de pétrole brut

Les émissions liées au déchargement et stockage de pétrole brut dans les terminaux pétroliers sont estimées grâce à une méthodologie mise en place en collaboration avec des experts du secteur pétrolier [13]. Cette méthodologie tient compte notamment des caractéristiques techniques de stockage des bacs (toits fixes vs toits flottants, Volume de stockage...) ainsi

que de l'implémentation de la réglementation nationale relative à la lutte contre les émissions de COVNM provenant des activités de stockage.

#### **Emissions de CO**

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

#### **Emissions de NH<sub>3</sub>**

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

#### **Emissions de poussières totales en suspension (TSP)**

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

#### **Emissions de PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>1,0</sub>**

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

#### **Métaux lourds (ML)**

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

#### **Dioxines et furanes (PCDD-F)**

Les émissions attendues de ces substances lors de ces activités sont considérées marginales et aucun facteur d'émission n'a pu être identifié dans la littérature.

#### **Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)**

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

#### **Polychlorobiphényles (PCB)**

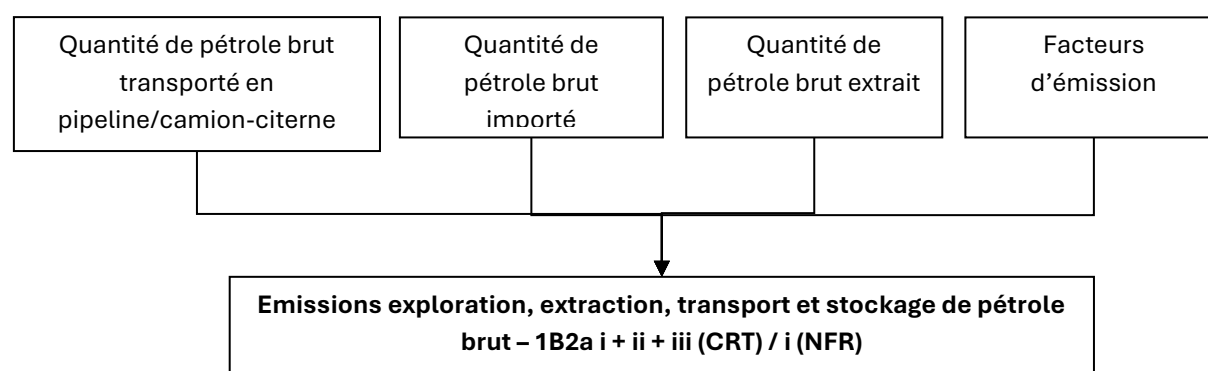
Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances lors de ces activités.

#### **Hexachlorobenzène (HCB)**

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

#### **Logigramme du processus d'estimation des émissions.**

**Figure 4 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction, exploration et transport de pétrole brut.**



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
29/01/2026	FJ	30/01/2026	BC

# Transport et distribution des produits pétroliers

Cette section s'intéresse, d'une part aux importations et exportations de produits pétroliers et, d'autre part, au stockage et aux opérations de chargement et de déchargement au cours de la chaîne de distribution des combustibles liquides (hors raffinerie).

Plus précisément, elle couvre :

- les émissions diffuses d'hydrocarbures lors des opérations de chargement, déchargement, stockage dans les terminaux pétroliers pour les produits pétroliers (hors pétrole brut),
- les émissions fugitives relatives au transport, à la manutention et aux dépôts de combustibles liquides en dehors des raffineries et des terminaux pétroliers (hors pétrole brut),
- l'approvisionnement des stations-service en essence et sa distribution aux véhicules.

Seules les émissions de COVNM sont concernées par ces activités, les autres substances n'étant pas émises durant ces opérations.

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.2.a.v
CEE-NU / NFR	1.B.2.a.v
SNAPc (extension Citepa)	05.04.01, 05.04.02, 05.05.02 et 05.05.03
CE / directive IED	Hors champ
CE / E-PRTR	Hors champ
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Importations, exportations et livraisons nationales	Valeurs nationales selon produits et équipements

## Niveau de méthode :

Rang 1 et 2 (par analogie, la classification n'étant pas clairement définie)

## Références utilisées :

- [13] UFIP - Données internes
- [14] CPDP - Pétrole (publication annuelle)
- [69] INSTITUT D'EMISSION D'OUTRE-MER (IEOM) - Rapport annuel
- [167] MINEFI / DIMAH – données internes non publiées annuelles sur les bilans énergétiques des DOM et des TOM
- [168] CPDP – données internes sur les caractéristiques des dépôts pétroliers
- [169] Arrêté du 4 septembre 1986 relatif à la réduction des émissions atmosphériques d'hydrocarbures provenant des activités de stockage
- [170] Arrêté du 8 décembre 1995 relatif à la lutte contre les émissions de composés organiques volatils résultant du stockage de l'essence et de sa distribution des terminaux aux stations-service
- [171] IFARE – Elaboration de fonctions de coûts pour la réduction des émissions de COV en France, Tome II, 1999
- [172] Décret 2001-349 du 18 avril 2001 relatif à la réduction des émissions de COV liées au ravitaillement des véhicules dans les stations-service
- [173] Observatoire de l'Energie – La récupération des vapeurs d'essence en stations-service, 1993
- [174] MINEFI / DIDEME – données internes sur les stations-service, 2003
- [175] MEDD / DPPR / SEI – données internes sur les stations-service, 2003
- [176] ALLEMAND N. – Gasoline distribution – service stations, background document EGTEI, 2003
- [177] ALLEMAND N. – Evolution des émissions de polluants du trafic routier en 2010 et 2020, Citepa 2004
- [178] EGTEI – travaux pour la détermination des coûts de la réduction des émissions. Scénario France en 2004 pour la première consultation bilatérale
- [179] INSEE – Tableau économique de Mayotte, 2001
- [180] ITSTAT – Les tableaux de l'économie polynésienne, 1998
- [396] CONCAWE – Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, 2009
- [972] Citepa - Emissions de COV issues des stations-service, 2007, p105 et p145
- [1063] Guidebook Corinair, part 6 - second edition - 1992, page 6
- [1413] Guide EMEP / EEA 2023 – Section 1.B.2.a.v Distribution of oil products, table 3-9 et 3-4
- [1414] Guide EMEP / EEA 2023, 1.B.2.a.v Distribution of oil products, Table 3-8
- [1378] UFIP, Etude sur les réseaux de distribution de carburants en France. Mai 2013 et Mars 2015

# Méthode générale d'estimation des émissions (NID et IIR) :

## Introduction

### Méthodes en hexagone (IIR)

- Terminaux pétroliers

Les importations et les exportations de produits pétroliers sont connues quantitativement ainsi que les points d'entrée sur le territoire notamment les terminaux pétroliers [14, 69, 167, 179, 180].

L'activité pour les terminaux pétroliers est représentée par la somme des produits pétroliers importés et exportés (naphta, essence, carburéacteurs, en particulier).

Les produits pétroliers autres que ceux cités ci-dessus sont considérés comme très faiblement émetteurs de COVNM du fait de leurs très faibles tensions de vapeur.

- Distribution hors raffineries et stations-service

Les opérations émettrices sont le stockage et le chargement / déchargement des produits pétroliers aux différentes étapes de la chaîne de transport et de distribution.

Les émissions de COVNM dépendent de divers paramètres (type de produit, type d'équipement, conditions météorologiques, etc.). Elles sont estimées à partir des quantités transférées [14].

Plusieurs dispositions réglementaires (arrêtés des 4 septembre 1986 et 8 décembre 1995) [169, 170] prévoient la mise en place de dispositifs visant à réduire les émissions et en particulier la mise en œuvre progressive du « stage I » dans les dépôts.

Les caractéristiques des dépôts quant à l'application des dispositions réglementaires et à leurs débits sont prises en compte [168]. La nature de certaines de ces informations impose l'application de règles de confidentialité.

L'activité fait l'objet d'un calcul spécifique et est constituée, d'une part, par les quantités transférées de FOL, FOD et gazole et, d'autre part, par l'essence et les carburéacteurs plus volatils.

- Stations-service

Les émissions visées dans cette partie concernent les refoulements aux événements des cuves lors des approvisionnements et le refoulement des vapeurs contenues dans les réservoirs des véhicules lors du remplissage de ces derniers.

Seule l'essence automobile est prise en compte car le gazole est beaucoup moins volatil, les autres essences et les carburéacteurs étant distribués différemment. Le GPLc est également négligé, les quantités en jeu sont par ailleurs marginales.

La mise en place de dispositifs de limitation des rejets notamment « stage I » et « stage II » en application de la réglementation [170, 172] au cours du temps, et en fonction des caractéristiques des stations, est prise en compte dans le calcul des émissions basé sur les quantités d'essence distribuée par catégorie (taille) de stations fournies par l'UFIP [1378].



Cependant, faute d'actualisation des données relatives aux quantités d'essence par catégorie de stations par l'UFIP, les valeurs de 2017 ont été utilisées pour les années ultérieures.

#### Méthodes pour l'Outre-mer (PI)

- Terminaux pétroliers

La même méthodologie que pour l'hexagone est employée ici. La difficulté pour l'outre-mer réside dans la disponibilité des données d'activités. La consommation de chacune des îles est assimilée à la quantité de produits pétroliers importés [69]. L'export de produits pétroliers est considéré comme nul pour les calculs de cette sous-section.

- Distribution hors raffineries et stations-service

La même méthodologie que pour l'hexagone est employée.

- Stations-service

La même méthodologie et les mêmes données (mise en place des dispositifs de limitation des rejets « stage I » et « stage II ») que pour l'hexagone sont employées.

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

### **Emissions de COVNM**

- Terminaux pétroliers

Les émissions de COVNM relatives au stockage et à la manipulation de produits pétroliers dans les terminaux sont estimées en prenant en compte :

- Les types de produits transitant dans les terminaux pétroliers (naphtas, essences, carburateurs, etc.),
- Les types de stockage (toit fixe, toit flottant, etc.),
- Les taux d'équipement relatifs à chaque type de stockage par type de produit [13],
- Les émissions liées au chargement des citernes routières et ferroviaires ainsi que des bateaux.

Les facteurs d'émission s'appuient sur les formules de l'arrêté de 1986 relatif aux stockages [169] et le guide du CONCAWE [396].

Le facteur d'émission global évolue annuellement en fonction des quantités relatives des différents produits stockés et transférés, de la température moyenne annuelle et de la mise en place progressive, entre 1998 et 2005, des équipements de récupération.

- Distribution hors raffinerie et stations-service

Les émissions de COVNM relatives au stockage et à la manipulation de produits pétroliers volatils (essences auto, aviation, spéciales et carburéacteurs) sont estimées au moyen de facteurs d'émission qui prennent en compte la mise en œuvre progressive des dispositifs de réduction des émissions tels que le « stage I » (récupération des événements) imposés par la réglementation [168, 169, 170, 171].

La progressivité dans l'application de ces dispositions s'étend de 1986 à 2005.

Les facteurs d'émission de COVNM relatifs au stockage et à la manipulation de carburéacteurs (moins volatils que l'essence) sont considérés proportionnels (facteur de 70%) à ceux des produits pétroliers volatils de 1986 à 1998. A partir de 1998, le facteur d'émission est constant, car les effets de l'arrêté du 8 décembre 1995 se font sentir sur les émissions d'essence mais pas sur les dépôts de carburéacteurs qui sont en dehors du périmètre (combustible de l'aviation).

Les facteurs d'émission de COVNM relatifs au stockage et à la manipulation de produits pétroliers peu volatils (gazole, FOD, FOL) sont fournis par le Guidebook CORINAIR 1992 [1063]. Les FE sont considérés constants sur toute la série temporelle, car les réglementations ne concernent pas ce type de combustibles (peu volatils).

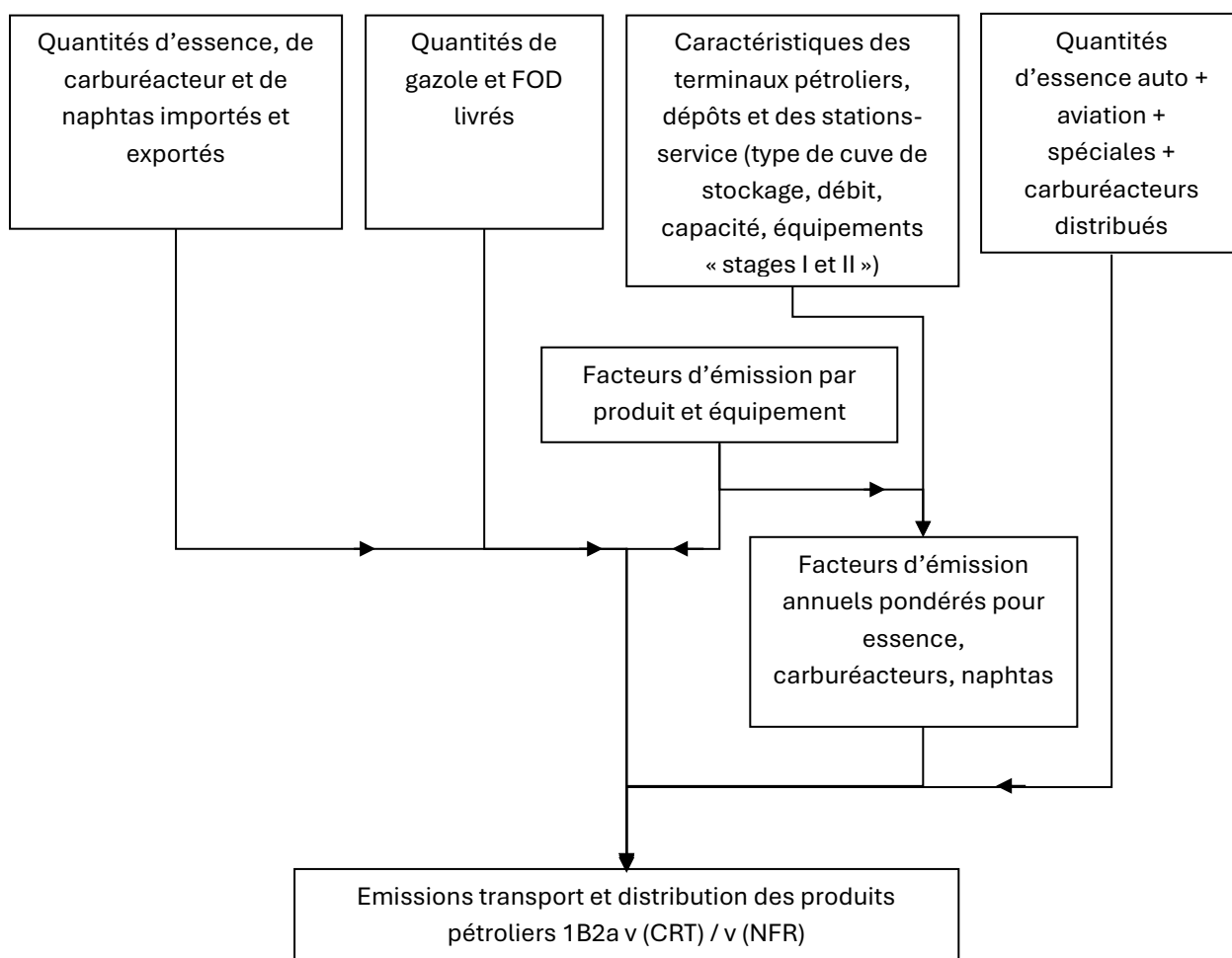
- Stations-service

Les émissions de COVNM relatives à la distribution d'essence dans les stations-service sont déterminées au moyen d'un facteur d'émission élaboré à partir de la structure des stations faisant intervenir la taille, le nombre et le débit moyen des stations, ainsi que la proportion de stations équipées de dispositifs de récupération des vapeurs et l'efficacité des dits dispositifs, ces paramètres variant au cours du temps [170, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 972, 1413, 1414, 1375].

Le facteur d'émission de COVNM diminue au cours du temps grâce à la mise en place de dispositifs de limitation des rejets stage I et stage II mais également du fait qu'il y a de moins en moins de petites stations-service (non équipées d'un stage II) remplacées par quelques grandes stations-service (équipées d'un stage II).

Cependant, il est à noter que faute d'actualisation des données relatives aux quantités d'essence par catégorie (taille) de stations par l'UFIP, les valeurs de 2017 ont été utilisées pour les années ultérieures.

Figure 5 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du transport et distribution des produits pétroliers.



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

# Raffinage du pétrole

Cette section concerne uniquement les procédés dans le raffinage du pétrole brut ou de produits partiellement élaborés provenant d'autres raffineries. Les émissions issues des installations de combustion (i.e. chaudières, TAG, moteurs et fours) sont comptabilisées dans la section 1A1b\_petrol refining et celles relatives aux torchères dans la section 1B2c\_petrol flaring.

Les procédés considérés sont :

- Les émissions fugitives des procédés en raffinerie (SNAP 040101)
- La régénération du craqueur catalytique - chaudière à CO (SNAP 040102)
- L'unité Claus (récupération de soufre) (SNAP 040103)
- Le stockage et la manutention de produits pétroliers en raffinerie (SNAP 040104)
- Les autres procédés (SNAP 040105)
- La station d'expédition de produits pétroliers (SNAP 050501)

Les émissions liées au traitement des eaux industrielles en raffinerie sont considérées dans la section 5D\_waste water treatment.

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.2.aiv, 1.B.2.av
CEE-NU / NFR	1.B.2.a
SNAPc (extension Citepa)	04.01.01 à 04.01.05, 050501
CE / directive IED	1.2
CE / E-PRTR	1a
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up intégral (toutes les installations sont considérées individuellement)	Généralement spécifiques de chaque installation considérée individuellement concernant le SO <sub>2</sub> , le CO <sub>2</sub> , les NOx et parfois les COVNM, le CO et les PCDD-F. Valeurs par défaut pour les autres cas et les autres substances.

## Niveau de méthode :

Rangs 2 ou 3 selon les substances

## Références utilisées :

[14] CPDP – Pétrole (publication annuelle)

[19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants

- [48] Citepa - N. ALLEMAND - Estimation des émissions de COV dues au raffinage du pétrole, 1996
- [49] TNO - Etude CEPMEIP relative aux émissions de particules, 2001
- [50] Données communiquées directement par les exploitants au Citepa
- [169] Arrêté du 4 septembre 1986 relatif à la réduction des émissions atmosphériques d'hydrocarbures provenant des activités de stockage
- [466] Arrêté du 3 octobre 2010 relatif au stockage en réservoirs aériens manufacturés de liquides inflammables exploités dans un stockage soumis à autorisation au titre de la rubrique 1432 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement

## 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 Ecoslops).

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 puis dans les années 2000 :

- 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,
- En 2016, la raffinerie de Dunkerque (SRD) n'a pas fonctionné et a définitivement fermé ses portes en janvier 2017.

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

## Introduction

Le niveau d'activité est spécifique du procédé considéré :

- Les quantités de pétrole brut traité [14, 19] servent à estimer les émissions fugitives des procédés,
- La quantité de coke brûlé [19] permet de calculer les émissions liées à la régénération du craqueur catalytique.

Pour les autres procédés, les niveaux d'activités ne sont pas connus. Les émissions sont déterminées à partir des déclarations annuelles de rejets [19]. Les niveaux d'émission aux postes de stockage et d'expédition varient en fonction des techniques mises en œuvre sur le site (type de stockage, technique de chargement, techniques d'abattement des émissions diffuses, etc.) [48].

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

## Emissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont déterminées au moyen d'un facteur d'émission relatif au coke brûlé.

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 SEQE, basées sur des mesures spécifiques.

Lorsque l'exploitant ne fournit pas de facteur spécifique, la moyenne des facteurs d'émission du coke par site pour d'autres années ou, en dernier recours, la valeur nationale par défaut (cf. section générale énergie), est appliquée.

Pour les autres procédés (SNAP 040105), les émissions proviennent directement des déclarations annuelles d'émissions [19].

## Emissions de CH<sub>4</sub>

Des émissions de CH<sub>4</sub> sont recensées au niveau de la régénération du craqueur catalytique. Les facteurs d'émission spécifiques et les mesures déclarés par l'exploitant sont utilisés en priorité [19]. Lorsque l'exploitant ne fournit pas de données, les émissions sont estimées à partir d'un facteur d'émission moyen basé sur les déclarations annuelles de rejets des années disponibles ou parfois des autres sites semblables [19] (craqueur catalytique avec chaudière à CO).

Pour le site ne possédant pas de chaudière à CO avant 2013, le facteur d'émission associé est environ 120 fois plus élevé. Depuis 2013, les émissions ont été réduites suite à l'installation de cette technologie.

## Emissions de N<sub>2</sub>O

Des émissions de N<sub>2</sub>O sont recensées au niveau de la régénération du craqueur catalytique. Les facteurs spécifiques et les mesures déclarés par l'exploitant sont utilisés en priorité [19]. Lorsque l'exploitant ne fournit pas de données, les émissions sont estimées à partir d'un facteur d'émission moyen basé sur les déclarations annuelles de rejets des années disponibles ou parfois des autres sites semblables [19] (craqueur catalytique avec chaudière à CO).

Le facteur d'émission est environ 18 fois plus élevé pour le site non équipé d'une chaudière à CO avant 2013.

## Emissions de Gaz fluorés

Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances pour les procédés considérés.



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

## **Emissions de SO<sub>2</sub>**

Le SO<sub>2</sub> est émis au niveau de la régénération du craqueur catalytique (SNAP 040102) et de l'unité Claus (SNAP 040103). Les émissions de ces procédés sont déterminées à partir du bilan soufre établi sur la base des consommations de combustibles et de leurs émissions de soufre déclarées annuellement [19, 50]. Lorsqu'une valeur spécifique manque pour un paramètre donné, la valeur de l'année précédente ou une valeur d'une installation analogue est utilisée.

Pour les autres procédés (SNAP 040105), les émissions proviennent directement des déclarations annuelles d'émissions [19].

## **Emissions de NO<sub>x</sub>**

Les NO<sub>x</sub> sont émis au niveau de la régénération du craqueur catalytique. Les émissions sont le plus souvent déterminées à partir d'une mesure [19]. En l'absence de donnée pour certaines années, le facteur d'émission est recalculé à partir des années pour lesquelles des résultats de mesures sont disponibles. Pour les sites ne disposant d'aucune mesure sur l'ensemble de la période, le facteur spécifique calculé à partir des mesures de l'ensemble des autres sites peut être utilisé.

Depuis 2013, toutes les raffineries sont équipées d'une chaudière à CO.

Pour les autres procédés (SNAP 040105), les émissions proviennent directement des déclarations annuelles d'émissions [19].

## **Emissions de COVNM**

Les émissions les plus importantes proviennent des émissions fugitives des procédés, des postes de stockage, de manutention et d'expédition des produits pétroliers. Cependant, des COVNM sont aussi émis au niveau de la régénération du craqueur catalytique.

Les **émissions fugitives des procédés** sont, pour la plupart, déterminées à partir des déclarations annuelles d'émissions [19]. Lorsque la donnée n'est pas disponible, un taux d'émission de 0,005% du brut traité est considéré car les émissions fugitives sont proportionnelles à la quantité de brut traité dans l'installation [48].

Les **émissions liées au stockage et à la manutention** sont calculées, dans les déclarations annuelles de rejet [19], à partir de l'arrêté du 4 septembre 1986 relatif à la réduction des émissions atmosphériques d'hydrocarbures provenant des activités de stockage [169] abrogé et remplacé par l'arrêté du 3 octobre 2010 relatif au stockage en réservoirs aériens manufacturés de liquides inflammables exploités dans un stockage soumis à autorisation au titre de la rubrique 1432 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement [466]. Ces arrêtés donnent les équations permettant de calculer les émissions fugitives en fonction du type de stockage installé sur le site (i.e. un réservoir à toit fixe, réservoir à toit flottant, etc.).

Les **rejets des stations d'expédition** sont déterminés à partir des déclarations annuelles [19].

Pour les trois postes ci-dessus, lorsque l'information n'est pas disponible, le facteur d'émission de l'année précédente est utilisé.

Les **émissions de la régénération du craqueur catalytique** sont en général faibles. Les émissions sont parfois déterminées à partir d'une mesure [19]. En l'absence de donnée pour certaines années, le facteur d'émission est recalculé

à partir des années pour lesquelles des résultats de mesures sont disponibles. Pour les sites ne disposant d'aucune mesure sur l'ensemble de la période, le facteur spécifique calculé à partir des mesures de l'ensemble des autres sites peut être utilisé.

Pour le site qui était non équipé d'une chaudière à CO, le FE COVNM était environ 35 fois plus élevé. Cependant, depuis 2013, ce site s'étant équipé d'une chaudière à CO, les émissions ont été réduites.

Pour les autres procédés (SNAP 040105), les émissions proviennent directement des déclarations annuelles d'émissions [19].

### **Emissions de CO**

Les émissions proviennent en majorité de la régénération du craqueur catalytique : elles sont estimées, soit au moyen des déclarations annuelles [19], soit à partir d'un facteur d'émission recalculé sur les sites similaires (craqueurs catalytiques équipés d'une chaudière à CO).

Pour le site qui était non équipé d'une chaudière à CO, le FE était beaucoup plus élevé (environ 300 fois plus élevé). Cependant, depuis 2013, ce site s'étant équipé d'une chaudière à CO, les émissions ont été réduites.

### **Emissions de NH<sub>3</sub>**

Il n'y a pas d'émissions attendues pour cette substance.

### **Emissions de poussières totales en suspension (TSP)**

Parmi les activités traitées dans cette section, les particules sont seulement émises lors de la phase de régénération du craqueur catalytique.

Les émissions lors de la régénération des craqueurs catalytiques (avec chaudière à CO) sont calculées selon des approches différenciées en fonction des années et des sites :

- Pour les années récentes et pour les sites qui réalisent des mesures [19], la donnée est conservée et un facteur d'émission est recalculé. La moyenne des facteurs d'émission pour un site donné est appliquée pour les années où il n'y a pas d'information, La prise en compte de la partie condensable des particules dépend alors de la méthode de mesure des exploitant. Généralement, seule la partie condensable est mesurée,
- Pour les sites pour lesquels il n'y a pas de mesure disponible, un facteur d'émission moyen est recalculé à partir des mesures des autres sites.

Pour le site qui était sans chaudière à CO, le facteur d'émission mesuré par l'exploitant était légèrement moins élevé. Cependant, depuis 2013, ce site s'est équipé d'une chaudière à CO.

### **Emissions de PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>1,0</sub>**

La granulométrie provient de l'étude CEPMEIP [49].

### **Métaux lourds (ML)**

Seules les émissions de certains métaux lourds (Hg, Pb et Cd) sont identifiées pour le brûlage du coke dans le craqueur catalytique.

Les émissions proviennent directement des déclarations annuelles d'émissions [19]. En l'absence de donnée pour certaines années, les facteurs d'émission sont recalculés à partir des années pour lesquelles des résultats de mesures sont disponibles. Pour les sites ne disposant d'aucune mesure sur l'ensemble de la période, le facteur d'émission spécifique calculé à partir des mesures de l'ensemble des autres sites est appliqué.

### Dioxines et furanes (PCDD-F)

Des émissions de dioxines et furanes se produisent lors de la régénération continue ou semi-continue du craqueur catalytique. En France, seule une raffinerie utilise la régénération continue depuis 1994 (pas d'émission avant 1994). Le facteur d'émission utilisé entre 1994 et 2010 provient du guidebook CONCAWE ("Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries - 2017 edition"). Depuis 2011, les émissions proviennent directement de la déclaration annuelle des émissions de la raffinerie utilisant la régénération continue [19].

D'autres sources potentielles d'émissions de PCDD-F pourraient exister dans les procédés de raffinage (unité de cokéfaction, unité de régénération du soufre, etc.) mais aucun facteur d'émission n'est disponible pour ces autres procédés ; les émissions ne sont donc pas estimées pour ces autres procédés.

### Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)

Il n'y a pas d'émission de HAP identifiée pour le brûlage du coke dans le craqueur catalytique.

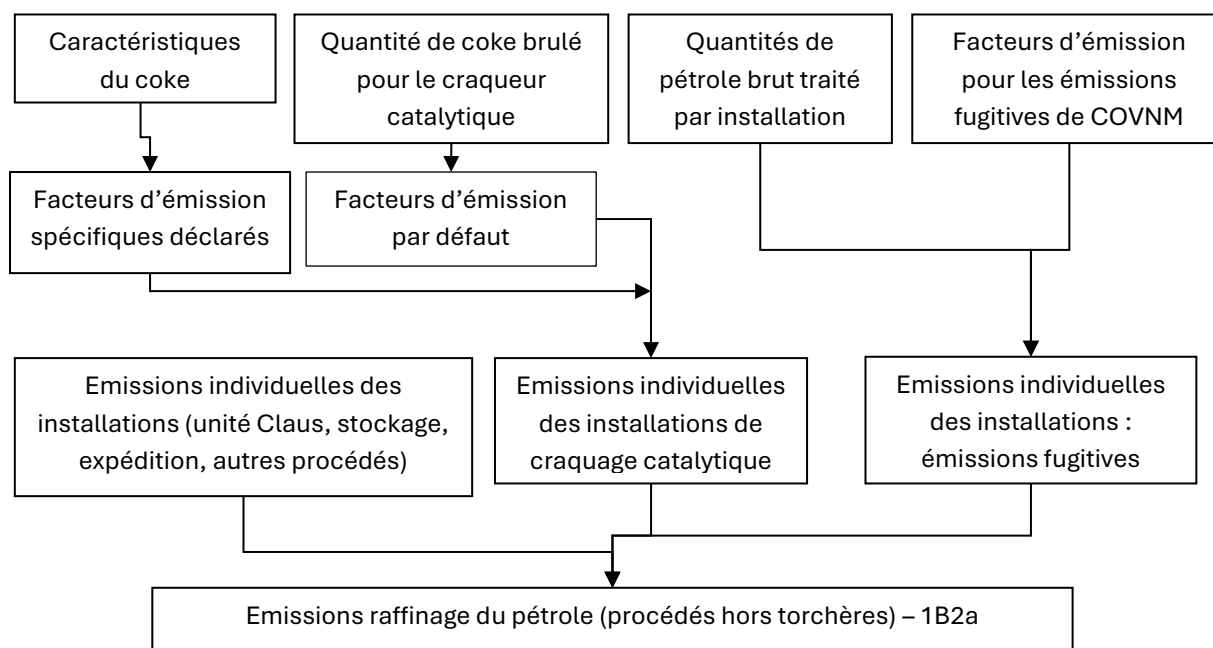
### Polychlorobiphényles (PCB)

Il n'y a pas d'émission de PCB identifiée pour le brûlage du coke dans le craqueur catalytique.

### Hexachlorobenzène (HCB)

Il n'y a pas d'émission de HCB identifiées pour le brûlage du coke dans le craqueur catalytique.

**Figure 6 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du raffinage du pétrole.**



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
29/01/2026	FJ	30/01/2026	BC

## Extraction et traitement du gaz naturel

Cette section concerne uniquement les procédés liés à l'extraction et au traitement du gaz naturel.

### Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.2.b
CEE-NU / NFR	1.B.2.b
SNAPc (extension Citepa)	05.03.01 à 05.03.02
CE / directive IED	1.2
CE / E-PRTR	1a
CE / directive GIC	Hors champ

### Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Volume de production nationale + bottom-up (une seule installation)	Déclaration annuelle des rejets et communication des exploitants

### Niveau de méthode :

Rang 2 (Activités terrestres – autres que la désulfuration) et rang 3 (Avant 2014, activités terrestres –désulfuration)

### Références utilisées :

[14] CPDP - Pétrole (publication annuelle)

[19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants

[404] Elf Aquitaine – Communications personnelles chaque année

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

Plusieurs installations d'extraction et de traitement de gaz naturel sont encore en fonctionnement [14]. Cependant, l'activité décroît fortement au cours du temps avec l'épuisement progressif des gisements.

Le site de Lacq représentait 90% de la production totale jusqu'en 2013 mais le site a fermé en 2014.

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

## **Introduction**

Pour le site de production de Lacq (site majoritaire), les données proviennent directement de la déclaration annuelle des rejets du site de Lacq [19, 404]. Pour les autres sites, les productions nationales de gaz naturel sont données par le CPDP [14].

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

## **Emissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub>**

Avant 2014, la déclaration annuelle de rejets des polluants du site de Lacq donne les émissions pour le site [19, 404]. Les émissions des autres sites de production sont estimées au prorata de leurs productions de gaz, considérant un facteur d'émission équivalent à celui du site de Lacq.

A partir de 2014, un changement méthodologique est opéré puisque le site de Lacq est à l'arrêt. Un facteur d'émission moyen est calculé sur la période 2007-2013. Ce facteur est ensuite appliqué pour le calcul des émissions postérieures à 2014.

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

## **Emissions de SO<sub>2</sub>**

Les émissions proviennent directement de la déclaration annuelle des rejets du site de Lacq ou des communications directes de l'exploitant [19, 404]. En effet, le site de Lacq était le seul gisement de gaz acide qui contenait une forte teneur en H<sub>2</sub>S nécessitant donc une unité de désulfuration.

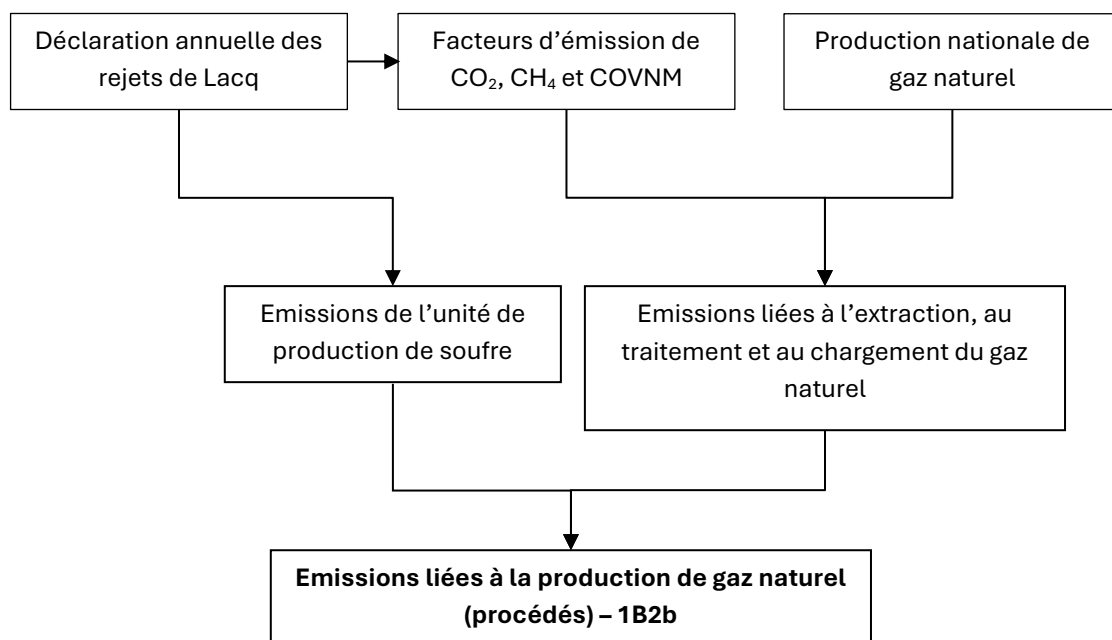
Des pics d'émission de SO<sub>2</sub> sont observés en 2000 et 2005. Cela est dû à des arrêts techniques dans le cadre du changement des catalyseurs sur les usines à soufre du site de Lacq. Ces unités permettent de récupérer jusque 99,5 à 99,7 % du soufre contenu dans les effluents gazeux. Durant ces périodes d'arrêt (1 mois environ), les effluents ne sont pas traités, ce qui explique ces pics d'émission de SO<sub>2</sub>.

## **Emissions de COVNM**

Avant 2014, la déclaration annuelle de rejets des polluants du site de Lacq donne les émissions pour le site [19, 404]. Les émissions des autres sites de production sont estimées au prorata de leurs productions de gaz considérant un facteur d'émission équivalent à celui du site de Lacq.

A partir de 2014, un changement méthodologique est opéré puisque le site de Lacq est à l'arrêt. Un facteur d'émission moyen est calculé sur la période 2007-2013. Ce facteur est ensuite appliqué pour le calcul des émissions postérieures à 2014.

**Figure 7 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives de l'extraction et traitement du gaz naturel.**



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
29/01/2026	FJ	30/01/2026	BC

# Transport, stockage et distribution du gaz naturel

Cette section traite des fuites sur le réseau de transport et de distribution du gaz naturel. Les émissions de combustion des stations de compression sont traitées en section « 1A3e\_pipeline compressor ».

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.2.b
CEE-NU / NFR	1.B.2.b
SNAPc (extension Citepa)	05.06.01 et 05.06.03
CE / directive IED	Hors champ
CE / E-PRTR	Hors champ
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Longueurs des réseaux (l'activité est déclarée en consommation intérieure de gaz naturel)	Valeurs nationales moyennes à partir de données détaillées

## Niveau de méthode :

Rang 2 (estimation, la classification n'étant pas clairement définie)

## Références utilisées :

- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [334] GRDF – Communication annuelle des émissions nationales de CH<sub>4</sub> au Citepa
- [629] Terega (ex-TIGF) – Données internes, communication annuelle
- [679] Société chimique de France, Caractéristiques des gisements de gaz naturel, téléchargé en ligne le 24/08/2017
- [783] Méthode GRDF pour déterminer les émissions de méthane du Réseau de distribution de gaz naturel en France
- [784] Méthode GRTgaz pour déterminer les émissions de méthane du Réseau de transport de gaz naturel en France, GRTgaz, 17/10/2016

[785] Méthode TIGF pour déterminer les émissions de méthane du Réseau de transport de gaz naturel en France, TIGF, mail 04/14/2016

[907] Données locales d'énergie (gaz) - <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/donnees-locales-denergie/#>, dernière consultation le 30/01/2026

[1075] Natran (ex-GRTgaz) – Communication annuelle des émissions nationales de CH<sub>4</sub> au Citepa

[1379] Terega – Communication au Citepa, mail du 10 novembre 2025.

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

Les principales sources d'émissions fugitives couvertes par cette section proviennent :

- du réseau de distribution,
- du réseau de transport,
- des stations de compressions,
- des sites de stockage,
- des terminaux méthaniers.

La nature des émissions est ici étroitement liée à la composition du gaz naturel. En conséquence, les émissions renseignées portent sur le CH<sub>4</sub>, les COVNM et le CO<sub>2</sub>.

Le transport du gaz naturel (*via* le réseau de distribution) s'effectue au travers du réseau haute pression (HP) d'une longueur d'environ 37 000 km, tandis que la distribution correspond aux réseaux moyenne et basse pressions (MP et BP) d'une longueur supérieure à 200 000 km. Les réseaux MP et BP utilisent des canalisations hétérogènes quant aux matériaux utilisés : vieilles fontes grises, fontes grises à joint express, polyéthylène, acier, fonte ductile, etc.

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

### **Introduction**

#### Emissions du réseau de distribution

Les émissions du réseau de distribution sont principalement induites par les incidents et par les actes d'exploitation et de maintenance survenus sur le réseau de distribution.

Les émissions ne sont pas liées à la quantité de gaz passant dans les canalisations mais à la longueur de ces dernières (fuites liées à la perméabilité), aux micro-fuites et aux différentes opérations ayant lieu sur le réseau (travaux, incidents, rénovation, etc.). Ces émissions sont estimées selon une méthodologie développée par GRDF et extrapolées ensuite à l'ensemble du réseau de distribution.

#### Emissions du réseau de transport



Les émissions de CH<sub>4</sub> liées au réseau de transport proviennent des opérations de décompression des gazoducs lors des travaux sur le réseau (maintenance, exploitation, etc.) ainsi que des fuites liées à la conception et aux conditions d'exploitation de certains types d'équipements et des rejets liés au fonctionnement des soupapes de sécurité. Deux opérateurs partagent le réseau de transport : Natran (ex-GRTgaz, filiale de ENGIE, représentant 86-87% du kilométrage sur la période étudiée) et Terega (ex-TIGF).

Natran (ex-GRTgaz) [334] transmet annuellement les émissions de son réseau depuis 2004. Avant cette date, les émissions du réseau GRTgaz sont considérées constantes hormis pour les micro-fuites résiduelles calculées au prorata du nombre de postes réseau.

Terega (ex-TIGF) [629] transmet annuellement les émissions de CH<sub>4</sub> depuis 2006. Avant cette date, les émissions sont supposées constantes.

#### Emissions des sites de stockage

Les émissions des sites de stockage de gaz naturel proviennent des rejets liés à la conception et aux conditions d'exploitation de certains types d'équipement (démarrage et arrêt des installations de compression), des rejets ponctuels lors des opérations de maintenance et/ou de travaux, des fuites liées à un défaut d'étanchéité d'un équipement. Deux opérateurs partagent le stockage de gaz naturel : Storengy (filiale de ENGIE) et Terega (ex-TIGF).

Depuis 2007, les émissions sont issues des déclarations GERE pour les installations de Storengy ou communiquées annuellement par Terega [19, 629]. Avant cette date, les émissions sont considérées constantes.

#### Emissions des terminaux méthaniers

Les émissions des terminaux méthaniers sont issues des fuites des réservoirs de stockage, des rejets ponctuels lors d'opérations de maintenance et/ou de travaux sur les installations des terminaux méthaniers, des fuites liées à la conception et aux conditions d'exploitations de certains types d'équipement.

Depuis 2007, ces émissions sont issues des déclarations GERE pour les installations de Elengy (filiale de ENGIE) [19]. Avant cette date, les émissions sont considérées constantes.

#### Emissions des stations de compression

Les émissions des stations de compression sont issues des fuites des équipements, des rejets ponctuels lors d'opérations de maintenance et/ou de travaux sur les installations de compression, ou des émissions lors de la mise en sécurité du site.

Depuis 2006, ces émissions sont communiquées annuellement par Natran (ex-GRTgaz, filiale de ENGIE) et Terega (ex-TIGF) [1075, 629]. Avant cette date, les émissions sont considérées constantes hormis pour les micro-fuites de GRTgaz calculées au prorata du nombre de compresseurs.

Les émissions totales obtenues sont ramenées à la consommation annuelle intérieure de gaz naturel (non corrigée du climat).

Les sites de stockage et stations de compression sont connus et peuvent être géoréférencés.

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

#### **Emissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub>**

### **Emissions du réseau de distribution**

Les émissions de CH<sub>4</sub> du réseau de distribution sont transmises annuellement par GRDF [334].

La méthodologie de calcul mise en œuvre par GRDF intègre des données précises recueillies par les équipes de terrain. Les émissions de méthane sont divisées en 3 catégories [783] :

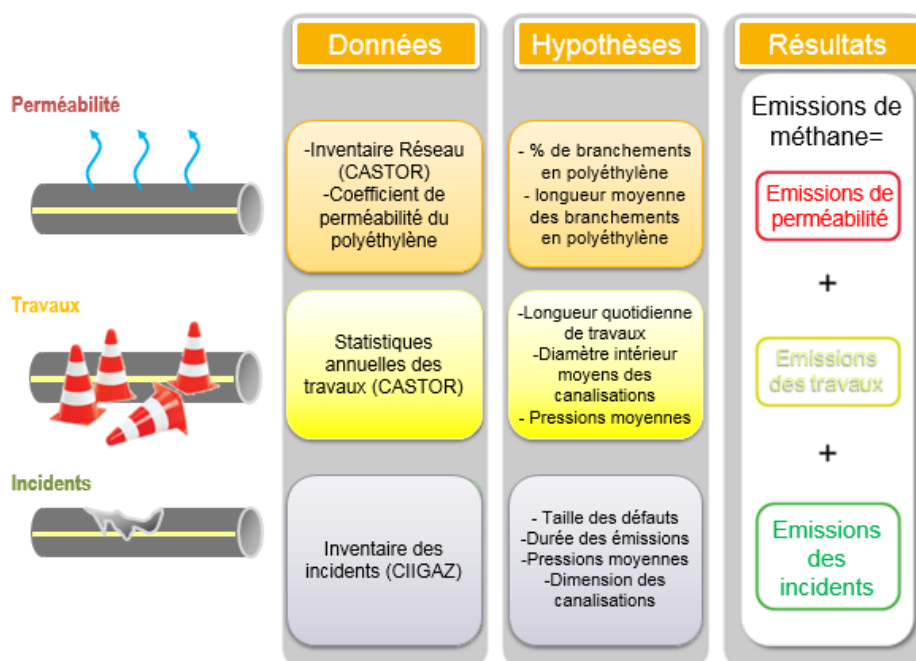
- **Emissions liées à la perméabilité** : du fait des conditions de pression, le gaz naturel traverse par un processus de "dissolution-diffusion" les films polymères denses du polyéthylène.
- **Emissions dues aux travaux** : lors des actes d'allongement, de réfection, ... du réseau, il est nécessaire de purger une partie du réseau, l'équipement, puis de purger l'air introduit lors des travaux et de le remplacer par du gaz naturel.
- **Emissions dues aux incidents** : lorsqu'une fuite est détectée sur le réseau de distribution ou les équipements, l'incident est reporté par le personnel de GRDF.

Pour les émissions liées à la perméabilité, un facteur d'émission linéique est utilisé étant donné que cette émission est directement proportionnelle à la longueur de canalisation en polyéthylène.

Pour les émissions dues aux travaux, GRDF a identifié différents types de travaux (renouvellement, allongement, ...) réalisés sur le réseau, et quantifié les émissions de CH<sub>4</sub> de chaque événement à partir d'équations de mécanique des fluides. Le nombre annuel de travaux est connu de GRDF.

Pour les émissions dues aux incidents, GRDF a aussi calculé des émissions de CH<sub>4</sub> par type d'incidents à l'aide d'équations de mécanique des fluides. Néanmoins, pour les événements les plus importants (en occurrence ou en quantité estimée de méthane), un logiciel utilisé pour les études de danger a été mis en œuvre pour vérifier et corriger ces émissions unitaires. Quant au nombre d'incidents, les équipes de terrain de GRDF notent tout événement, quel que soit son importance, dans une base de données, que ce dernier soit repéré lors d'une tournée systématique ou, signalé par des équipes GRDF ou des tiers.

Il est à noter qu'en 2024, la méthodologie de GRDF a évolué avec : l'intégration des micro-fuites de type II, jusqu'alors non comptabilisées ; la prise en compte des émissions de méthane du centre de formation ; une revue approfondie de certains facteurs d'émission, corrigés à la suite de mesures réelles réalisées sur les coffrets et lors de certains incidents ; ainsi que l'utilisation de données réelles pour certains types de dommages aux ouvrages. Les émissions totales sont calculées en sommant les trois types d'émissions comme décrit dans le schéma ci-dessous :



**Figure 8 : Méthode GRDF pour déterminer les émissions de méthane du réseau de distribution de gaz naturel en France [783]**

Les émissions de CH<sub>4</sub> ainsi obtenues par GRDF sont ensuite extrapolées à l'ensemble du réseau de distribution. Ainsi, afin de faire varier annuellement la part des autres opérateurs de distribution de gaz naturel que GRDF, les données de consommation issues de la LTECV (Loi de transition énergétique pour la croissance verte) sont utilisées depuis 2000. Cette part varie légèrement selon les années, allant de 1% à 5% du total national [907].

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont ensuite déterminées à partir de la composition moyenne du gaz naturel consommé en France et des émissions de CH<sub>4</sub>. Cette composition est estimée annuellement à partir des quantités importées de gaz naturel par type de gisement (différent en fonction des pays d'approvisionnement) et de leur composition respective [679]. Cette composition moyenne varie donc légèrement d'une année à l'autre en fonction de la provenance du gaz naturel.

**Tableau 4 : Composition moyenne du gaz naturel (en masse), pour les années 1990, 2000, 2010, 2020 et 2024**

	1990	2000	2010	2020	2024
CH <sub>4</sub>	83,8%	85,6%	85,1%	88,5%	89,1%
CO <sub>2</sub>	0,9%	0,9%	1,0%	0,9%	0,8%
Ratio CO <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>	0,011	0,010	0,012	0,010	0,009

### **Emissions du réseau de transport**

Les émissions de CH<sub>4</sub> du réseau de transport sont transmises annuellement par les deux opérateurs nationaux Natran (ex-GRTgaz) et Terega (ex-TIGF).

Natran (ex-GRTgaz) estime les émissions de CH<sub>4</sub> en distinguant plusieurs sources distinctes [784] :

- **Les micro-fuites résiduelles** qui sont les rejets aux jonctions hors soudages des assemblages (raccords, joints, vannes d'isolement avec l'atmosphère, etc.). Elles sont présentes sur les postes réseau, les stations d'interconnexion et les stations de compression.

La méthodologie de quantification est la Norme NF EN 15 446 en appliquant la table de conversion Petroleum (Oil and Gas). La norme est équivalente à l'USEPA (Environmental Protection Agency) méthode 21 en utilisant la conversion d'une concentration mesurée vers un débit.

- **Les soupapes** qui sont les organes de sécurité destinés à protéger les installations d'une surpression éventuelle.

Trois types de défaut pour les soupapes sont identifiés : fuite, ouverture et non fermeture ; à chacun des défauts est associé une quantité de rejet dépendant des caractéristiques de la soupape et du mode de détection du défaut.

- **Les essais de fonctionnement des postes** qui correspondent à une moyenne d'une mise à l'évent par an et par poste (pré-détente et poste de livraison). Ceci est nécessaire pour assurer leur maintenance.

Le volume est estimé par poste en fonction des diamètres amont et aval et de la longueur associée, et de la pression utilisée qui est la pression aval (décompression du poste par les clients avant essai).

- **Les vannes pilotées en régulation au gaz**

Les quantités émises par le réseau sont calculées à partir du débit multiplié par le nombre d'heures de l'année et le nombre de vannes concernées.

- **Les dépressurisations pour travaux** qui sont comptabilisées individuellement et font l'objet d'un calcul spécifique dépendant du volume en eau et de la pression en début de purge. Sur certaines opérations, le gaz mis à l'évent est brûlé.

- **Les chromatographes** : chaque analyseur de gaz (chromatographe) prélève l'échantillon de gaz à analyser à partir d'une ligne d'échantillonnage. Cette ligne prélève, en continu et à un débit fixé, du gaz naturel dans la canalisation de transport et rejette ce gaz à l'atmosphère. C'est ce débit de fuite qui est comptabilisé.

Deux valeurs normatives sont utilisées : l'une pour les postes et l'autre pour les interconnexions et les stations de compression.

Terega (représentant 13-14% du kilométrage de réseau de transport sur la période étudiée) estime les émissions de CH<sub>4</sub> en fonction de deux sources distinctes [785] :

- **Les postes de livraison**

Des campagnes de mesure par échantillonnage sur les installations ont été réalisées pour déterminer des débits de pertes diffuses pour un poste sans action de maintenance d'une part et, d'autre part, pour un poste avec action de maintenance.

Le débit total de pertes diffuses pour les postes de livraison correspond aux émissions des postes avec et sans maintenance, ces postes se distinguant par des débits de pertes diffuses unitaires différents (en tonne CH<sub>4</sub>/poste).

- **Les postes de sectionnement**

Les postes de sectionnement sont divisés en 3 catégories :

- Gros postes de sectionnement : plus de 30 équipements,
- Postes de sectionnement moyens : entre 10 et 30 équipements,
- Petits postes de sectionnement : moins de 10 équipements.

Des campagnes de mesures par échantillonnage sur ces postes ont été réalisées pour déterminer des débits de pertes diffuses unitaires. Pour chaque année et pour chaque catégorie de poste (gros, moyens, petits), le nombre de postes ayant subi des actions de maintenance et le nombre de postes n'en ayant pas reçu sont connus. Le débit total de pertes diffuses pour les postes de sectionnement correspond aux émissions des postes avec et sans maintenance, ces postes se distinguant par des débits de pertes diffuses unitaires différents (en tonne CH<sub>4</sub>/poste).

### **Emissions des sites de stockage, de compression et terminaux méthaniers**

Les émissions lors du stockage, de la regazéification du GNL ou sur les sites de compression de gaz naturel, sont déterminées séparément à partir des communications annuelles avec les exploitants pour Natran (ex-GRTgaz) [1075] et Terega [629], et des déclarations annuelles pour GRDF et d'autres exploitants [19]. Il est à noter qu'à partir de 2024, Terega a mis en œuvre un changement de méthodologie de comptabilisation, les fuites de garnitures des compresseurs du stockage étant désormais mesurées à l'aide d'un débitmètre [1379].

Les fuites des sites de stockage, de compression ou des terminaux méthaniers sont agrégées avec les émissions du réseau de transport.

Les facteurs d'émission sont déduits en rapportant les émissions à la consommation intérieure annuelle de gaz naturel.

Il est également possible de rapporter ces émissions à la longueur totale du réseau.

Malgré l'augmentation constante de la longueur des réseaux de transport et de distribution (cf. section « 1B2b\_natural gas transmission »), les émissions ont diminué en raison des efforts de sécurisation et de maintenance se traduisant par une diminution des incidents, une meilleure détection des fuites et une meilleure maîtrise des émissions.

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

### ***Emissions de COVNM***

Les émissions de COVNM sont évaluées à partir des émissions de méthane (CH<sub>4</sub>), en tenant compte de la composition moyenne du gaz naturel consommé en France.

Cette composition est estimée annuellement à partir des quantités importées de gaz naturel par type de gisement (différent en fonction des pays d'approvisionnement) et de leur composition respective [679]. Cette composition moyenne varie donc légèrement d'une année à l'autre en fonction de la provenance du gaz naturel.

**Tableau 5 : Composition moyenne du gaz naturel (en masse) pour les années 1990, 2000, 2010, 2020 et 2024**

Composition moyenne du gaz naturel (en masse)					
	1990	2000	2010	2020	2024
<b>CH<sub>4</sub></b>	83,8%	85,6%	85,1%	88,5%	89,1%
<b>COVNM</b>	8,7%	8,2%	7,8%	6,5%	7,1%
<b>Ratio CH<sub>4</sub>/COVNM</b>	9,7	10,5	11,0	13,6	12,6

Les émissions lors du stockage et de la regazéification du GNL sont déterminées séparément en appliquant le même ratio.

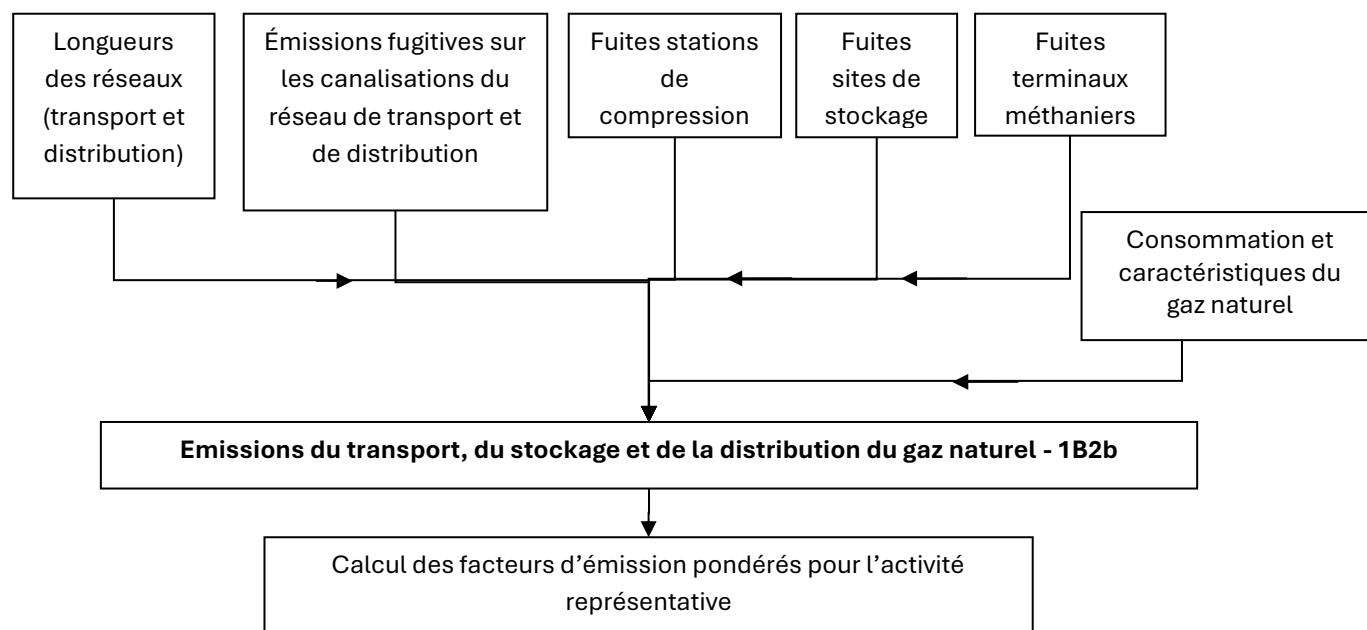
Les émissions totales sont scindées en deux secteurs : le transport et la distribution. Elles sont rapportées à la consommation intérieure annuelle de gaz naturel (non corrigée du climat).

Il est également possible de rapporter ces émissions à la longueur totale du réseau de transport et de distribution (tous types de matériaux confondus).

Les émissions, la consommation annuelle, la longueur et la nature des réseaux, ainsi que les facteurs d'émission pondérés, varient chaque année.

Malgré l'augmentation constante de la longueur des réseaux de transport et de distribution (cf. section « 1B2b\_natural gas transmission »), les émissions ont diminué en raison des efforts de sécurisation et de maintenance se traduisant par une diminution des incidents, une meilleure détection des fuites et une meilleure maîtrise des émissions.

**Figure 9 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du transport, stockage et distribution.**



Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
29/01/2026	FJ	30/01/2026	BC

# Torchères et ventilation dans l'extraction de gaz et de pétrole

Cette section concerne les émissions liées au torchage :

- dans l'extraction du gaz,
- dans l'extraction de pétrole,
- sur les stations de compression et les terminaux méthaniers.

Les émissions dues aux gaz rejetés par les installations (purgas, événements, etc.) dans l'extraction de pétrole sont également reportées dans cette section.

Les torches des raffineries sont traitées dans la section 1B2c\_petrol refining.

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.2.c
CEE-NU / NFR	1.B.2.c
SNAPc (extension Citepa)	09.02.06 et 050201 (VEN)
CE / directive IED	1.2
CE / E-PRTR	1a
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up (Lacq) et production nationale de gaz + production nationale annuelle de pétrole + quantité de gaz torché sur les stations de compression et les terminaux méthaniers	Déclaration annuelle des rejets + facteurs spécifiques de la littérature

## Niveau de méthode :

Rang 1 (pour l'extraction de pétrole), 2 et 3 (pour l'extraction de gaz, les stations de compression et terminaux méthaniers).

## Références utilisées :

[14] CPDP - Pétrole (publication annuelle)

[19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants

[627] GIEC – Lignes directrices 2006, Chapitre 4, Fugitive emissions, Table 4.2.4, p4.50

[1348] EMEP/EEA – Emission Inventory Guidebook 2023 – 1.B.2.c Venting and flaring, Flaring in oil and gas extraction (p7 - table 3-1)

[1349] EMEP/EEA Emissions Inventory Guidebook 2023 - 1.B.2.c Venting and flaring, Flaring in oil refineries (p11 - Table 3-4)

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

Les activités d'extraction de pétrole sont marginales en France du fait d'une ressource limitée. Les activités d'extraction de gaz étaient localisées majoritairement (90%) sur le site de Lacq. Cependant, ce site a fermé en 2014 et l'extraction de gaz est devenue quasiment inexistante en France.

Le torchage au niveau des terminaux méthaniers et des stations de compression participe marginalement aux émissions de ce secteur.

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

### **Introduction**

L'estimation des émissions liées au torchage et à la ventilation lors de la production de pétrole, est basée sur la quantité annuelle de gaz torché estimée à partir de la production de pétrole en France [14] et des facteurs d'émission de la littérature [627]. Ces données permettent d'estimer les émissions de la plupart des substances, notamment celles participant à l'acidification et au changement climatique.

En ce qui concerne la production de gaz, l'activité, autrefois importante, est en régression continue avec l'épuisement des gisements en particulier celui de Lacq. A l'exception du site de Lacq qui était largement dominant jusqu'en 2014, les informations relatives au torchage lors de l'extraction du gaz sur les divers petits sites ne sont pas connues spécifiquement et sont estimées à partir des productions annuelles.

Concernant le torchage dans les terminaux méthaniers et les stations de compression, les quantités de gaz torché sont directement obtenues auprès des exploitants [19]. Faute d'information précise et compte tenu de la très faible activité, seules les émissions liées aux gaz à effet de serre sont estimées.



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

## Emissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O

### Extraction du pétrole

Concernant les émissions de la mise en torchère et de la ventilation (« venting ») sur les sites d'extraction de pétrole, les facteurs d'émission utilisés sont tirés des lignes directrices du GIEC 2006 [627].

Ces facteurs d'émission étant indiqués en Gg / 1000 m<sup>3</sup> dans les lignes directrices du GIEC 2006, ils peuvent être convertis en kg ou g /Mg de production de pétrole à partir de la masse volumique (0,86 tonne/m<sup>3</sup>). Les résultats des conversions sont les suivants :

**Tableau 6 : Facteurs d'émission (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O) du torchage dans la production de pétrole**

FE pétrole	CO <sub>2</sub>		CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O	
	Gg/1000m <sup>3</sup>	kg/Mg	Gg/1000m <sup>3</sup>	g/Mg	Gg/1000m <sup>3</sup>	g/Mg
Venting	9,5E-05	0,111	7,2E-04	837,6	NA	NA
Torchères	4,1E-02	47,69	2,5E-05	29,08	6,4E-07	0,74

A ces émissions issues des torches de l'extraction de pétrole s'ajoutent les émissions des torches des raffineries qui sont traitées dans la section 1B2c\_petrol refining.

### Extraction du gaz

Jusqu'en 2013, les émissions proviennent directement de la déclaration annuelle des rejets du site de Lacq qui représente la quasi-totalité de la production [19]. Les facteurs d'émission de gaz à effet de serre du site de Lacq sont appliqués à la production des autres sites d'extraction de gaz naturel afin de calculer les émissions liées au torchage de l'ensemble de la production française.

A partir de 2014, le site de Lacq étant fermé, la méthodologie mise en place consiste en :

1. Estimation d'un ratio moyen de quantité de gaz torché en fonction de la quantité de gaz produit (moyenne des données du site de Lacq sur la période 2009-2013),
2. Estimation d'un facteur moyen d'émission pour chacun des gaz à effet de serre, en utilisant de nouveau la moyenne des données du site de Lacq sur les années 2009-2013. Ces facteurs permettent ensuite le calcul des émissions pour les années 2014 et suivantes liées aux activités de torchage sur les sites d'extraction de gaz encore en activité.

### Stations de compression et terminaux méthaniers

Concernant les émissions de la mise en torchères dans les stations de compression et les terminaux méthaniers, deux méthodes sont utilisées :

- soit les émissions sont directement tirées des déclarations des exploitants [19] pour les années récentes (notamment pour le CO<sub>2</sub> depuis 2005),
- soit un facteur d'émission moyen est recalculé à partir des consommations et des émissions des années connues.

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

## **Emissions de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COVNM, CO**

### Extraction du pétrole

Les émissions de COVNM liées à la ventilation (VEN) sur les sites d'extraction de pétrole sont calculées et déterminées à partir du facteur d'émission par défaut du GIEC [627] et de la production nationale de pétrole brut [14]. Le FE est supposé constant au cours du temps.

Les émissions de COVNM liées au torchage sur les sites d'extraction de pétrole sont estimées à partir de la quantité de gaz torché et du facteur d'émission par défaut du GIEC [627] et de la production nationale de pétrole brut [14]. Le FE est supposé constant au cours du temps.

Les émissions de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et CO liées au torchage sur les sites d'extraction de pétrole sont estimées à partir de la quantité de gaz torché et des facteurs d'émission Tier 1 du guidebook EMEP/EEA 2023 [1348]. Les FE sont supposés constants au cours du temps.

### Extraction du gaz

Jusqu'en 2013, les émissions proviennent directement de la déclaration annuelle des rejets du site de Lacq qui représente la quasi-totalité de la production [19]. Les FE des polluants du site de Lacq sont appliqués à la production des autres sites d'extraction de gaz naturel afin de calculer les émissions liées au torchage de l'ensemble de la production française.

A partir de 2014, le site de Lacq étant fermé, la méthodologie mise en place consiste en :

1. Estimation d'un ratio moyen de quantité de gaz torché en fonction de la quantité de gaz produit (moyenne des données du site de Lacq sur la période 2009-2013),
2. Estimation d'un facteur moyen d'émission pour chacun des polluants, en utilisant de nouveau la moyenne des données du site de Lacq sur les années 2009-2013. Ces facteurs permettent ensuite le calcul des émissions pour les années 2014 et suivantes liées aux activités de torchage sur les sites d'extraction de gaz encore en activité.

Avant 2014, le facteur d'émission du SO<sub>2</sub> varie d'une année à l'autre en fonction de la quantité de gaz brûlé et du contenu en soufre. Des pics d'émissions sont observés certaines années et engendrés par des conditions opératoires particulières au sein du site. Cela a, par exemple, été le cas en 2010 et 2013. En 2010, une quantité importante de gaz contenant un pourcentage élevé de H<sub>2</sub>S n'a pas pu être recyclé et a donc été dirigé vers les torchères (expliquant ainsi une hausse des émissions). Les fortes émissions de SO<sub>2</sub> en 2013 s'expliquent par le fait que le site de Lacq a fermé cette année-là et que plus de gaz a, par conséquent, été brûlé.

### Stations de compression et terminaux méthaniers

Les émissions sont calculées à partir des déclarations annuelles de rejets [19]. Les facteurs d'émission spécifiques aux sites sont utilisés à partir de 2010 pour le NO<sub>x</sub> et le CO, 2011 pour le COVNM et 2013 pour le SO<sub>2</sub>. Faute des données fiables disponibles, une moyenne basée sur les trois premières années disponibles est appliquée aux années précédentes.

## **Emissions de poussières totales en suspension (TSP)**

### Extraction du gaz et pétrole

Les émissions sont calculées sur la base du facteur d'émission du guide EMEP/EEA 2023 [1349].

#### Stations de compression et terminaux méthaniers

Les émissions sont calculées à partir des déclarations annuelles de rejets [19]. Les facteurs d'émission spécifiques aux sites sont utilisés à partir de 2013. Faute des données fiables disponibles, une moyenne basée sur les trois premières années disponibles est appliquée aux années précédentes.

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

#### Extraction du gaz et pétrole

La granulométrie provient du guide EMEP/EEA 2023 [1349]. Toutes les TSP sont des  $PM_{2,5}$ .

#### Stations de compression et terminaux méthaniers

Les émissions sont calculées sur la base du facteur d'émission du TSP.

#### **Emissions de carbone suie / black carbon (BC)**

La part du BC dans les émissions de  $PM_{2,5}$  est de 24% selon le guide EMEP/EEA 2023 [1348].

Date de mise à jour	Responsable	Date de validation	Vérificateur
04/02/2026	GB	11/02/2026	CV

# Torchère dans le raffinage du pétrole

Cette section concerne uniquement les torchères de raffinerie de pétrole. Les émissions issues des installations de combustion (i.e. chaudières, TAG, moteurs et fours) sont comptabilisées dans la section 1A1b\_petrol refining et celles relatives aux procédés dans la section 1B2a\_petrol refining.

## Correspondance dans divers référentiels :

CCNUCC / CRT	1.B.2.c
CEE-NU / NFR	1.B.2.c
SNAPc (extension Citepa)	09.02.03
CE / directive IED	1.2
CE / E-PRTR	1a
CE / directive GIC	Hors champ

## Approche méthodologique :

Activité	Facteurs d'émission
Bottom-up intégral (toutes les installations sont considérées individuellement)	Spécifiques de chaque installation ou spécifiques des raffineries françaises (FE moyen des raffineries) ou littérature spécifique raffinage du pétrole (CONCAWE)

## Niveau de méthode :

Rang 2 ou 3 selon les substances

## Références utilisées :

- [14] CPDP – Pétrole (publication annuelle)
- [19] Base de données du registre des émissions polluantes (BDREP) – Déclarations annuelles des émissions de polluants
- [49] TNO – Etude CEPMEIP relative aux émissions de particules, 2001
- [396] CONCAWE 1/09 – Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, 2009
- [1003] CONCAWE – report 4/17 Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries - Values for 'Destruction of a gaseous stream - EF for fuel gas in a furnace'
- [1348] EMEP/EEA – Emission Inventory Guidebook 2023 – 1.B.2.c Venting and flaring, Flaring in oil and gas extraction (p7 - table 3-1)

## 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 Ecoslops).

Les sites de raffinage ont connu des modifications de capacité au cours de la période étudiée.

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.

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,
- Enfin, 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,
- En 2016, la raffinerie de Dunkerque (SRD) n'a pas fonctionné et a définitivement fermé ses portes en janvier 2017.

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

### **Introduction**

Le niveau d'activité considéré par raffinerie est la quantité de brut traité [14, 19].

Selon les informations disponibles, les émissions sont déterminées avec l'une des méthodes suivantes :

- les émissions sont déterminées par l'exploitant et rapportées via les déclarations annuelles de rejets [19].
- les émissions ne sont pas déterminées par l'exploitant. Des facteurs d'émission (littérature ou moyenne du site pour les années connues) rapportés à la quantité de brut traité sont appliqués.

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

## **Emissions de CO<sub>2</sub>**

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont déterminées :

- à partir des déclarations annuelles d'émissions de chaque raffinerie [19],
- à partir d'un facteur d'émission moyen spécifique à chaque raffinerie, basé sur les données des années récentes.

## **Emissions de CH<sub>4</sub>**

Selon les informations disponibles, les émissions de CH<sub>4</sub> sont déterminées :

- à partir des déclarations annuelles d'émissions de chaque raffinerie [19],
- à partir d'un facteur d'émission moyen spécifique à chaque raffinerie, basé sur les données des années récentes,
- à partir du facteur d'émission par défaut provenant du guidebook du CONCAWE [396], pour les sites pour lesquels aucune information n'est disponible sur toute la série.

## **Emissions de N<sub>2</sub>O**

Selon les informations disponibles, les émissions de N<sub>2</sub>O sont déterminées :

- à partir des déclarations annuelles d'émissions de chaque raffinerie [19],
- à partir d'un facteur d'émission moyen spécifique à chaque raffinerie, basé sur les données des années récentes,
- à partir d'un facteur d'émission moyen calculé à partir de toutes les raffineries hexagonales, pour les raffineries ne disposant d'aucune donnée sur l'ensemble de la série.

## **Emissions de Gaz fluorés**

Il n'y a pas d'émission attendue de ces substances pour les procédés considérés.

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

## **Emissions de SO<sub>2</sub>**

Selon les informations disponibles, les émissions de SO<sub>2</sub> sont déterminées :

- à partir des déclarations annuelles d'émissions de chaque raffinerie [19],
- à partir d'un facteur d'émission moyen spécifique à chaque raffinerie, basé sur les données des années récentes.

## **Emissions de NO<sub>x</sub>, TSP**

Selon les informations disponibles, les émissions de NO<sub>x</sub> et de TSP sont déterminées :

- à partir des déclarations annuelles d'émissions de chaque raffinerie [19],
- à partir d'un facteur d'émission moyen par raffinerie, basé sur les données des années récentes,

- à partir d'un facteur d'émission moyen calculé à partir de toutes les raffineries hexagonales, pour les raffineries ne disposant d'aucune donnée sur l'ensemble de la série.

Pour les TSP, les facteurs d'émission du guide EMEP/EEA, issus du guide CONCAWE *Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries* – Edition 2015, précisent que seules les particules filtrables sont prises en compte. Les émissions provenant des déclarations sont, a priori, seulement basées sur les particules filtrables également.

### Emissions de COVNM, CO

Selon les informations disponibles, les émissions de COVNM sont déterminées :

- à partir des déclarations annuelles d'émissions de chaque raffinerie [19],
- à partir d'un facteur d'émission moyen spécifique à chaque raffinerie, basé sur les données des années récentes,
- à partir du facteur d'émission par défaut provenant du guidebook du CONCAWE [396], pour les sites pour lesquels aucune information n'est disponible sur toute la série.

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

La granulométrie pour les  $PM_{10}$  et  $PM_{2,5}$  provient de l'étude CEPMEIP [49].

Les  $PM_{1,0}$  sont supposées égales aux  $PM_{2,5}$ .

### Métaux lourds (ML)

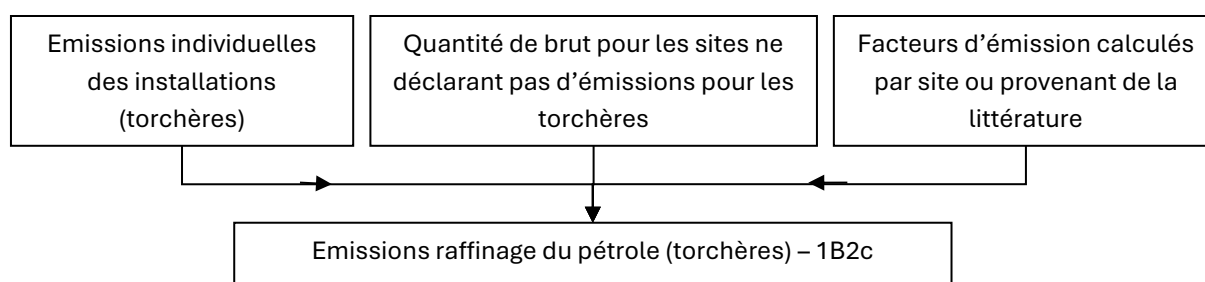
Les émissions de métaux lourds des torches sont estimées à partir des quantités déclarées de gaz torchés et des facteurs d'émission proposés par le CONCAWE [1003].

### 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 de la référence [1348].

Le ratio retenu pour le torchage en raffinerie est de 24%.

**Figure 10 : Logigramme du processus d'estimation des émissions fugitives du torchage dans le raffinage du pétrole.**



# Crédit des illustrations

Émissions fugitives des combustibles | Introduction

@ Martti SALMI / Unsplash



