

**NOTE  
MÉTHODOLOGIQUE**

# **Méthodologie du bilan énergétique de la France**

**Mars 2026**

## **Résumé**

Ce document présente le cadre dans lequel s'inscrit le bilan énergétique de la France, ses principaux concepts ainsi que les sources mobilisées et les méthodes employées. Après une première partie de présentation des principes généraux et concepts, une deuxième partie commune à l'ensemble des formes d'énergie est consacrée à la transformation de combustibles en électricité ou en chaleur commercialisée. Chaque forme d'énergie fait ensuite l'objet d'une partie dédiée. La méthode de correction des variations climatiques est enfin présentée dans une dernière partie.

## **Auteur**

---

Sous-direction des statistiques de l'énergie

# SOMMAIRE

<b>01 Concepts et principes généraux .....</b>	<b>6</b>
I. Glossaire des principaux concepts.....	6
II. Principes d'élaboration du bilan physique de l'énergie.....	8
III. Principes d'élaboration du bilan monétaire de l'énergie .....	11
<b>02 Transformation de combustibles en électricité ou chaleur commercialisée.....</b>	<b>13</b>
I. Généralités.....	13
II. Sources de données .....	13
01) Enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE).....	13
02) Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid (EARCF) .....	14
03) Enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie (EACEI).....	15
04) Base SINOE et enquêtes ITOM.....	15
III. Méthode d'estimation des productions d'électricité et de chaleur commercialisée ainsi que des consommations de combustibles associées .....	17
01) Règles de comptabilité appliquées .....	17
02) Cas général (hors déchets urbains).....	19
03) Le cas des déchets urbains .....	20
04) CALCUL de la chaleur et de l'électricité produites par les installations thermiques .....	22
<b>03 Pétrole brut et produits pétroliers .....</b>	<b>23</b>
I. Généralités sur le pétrole brut et les produits pétroliers .....	23
II. Bilan physique du pétrole brut et des produits pétroliers .....	25
01) Présentation du Bilan Physique .....	25
02) Sources de Données .....	27
03) Approvisionnement .....	30
04) Raffinage .....	32
05) Consommation .....	32
III. Bilan monétaire du pétrole brut et des produits pétroliers .....	38
01) Présentation du bilan monétaire .....	38
02) Sources de données.....	38
03) Ressources .....	38
04) Consommation .....	44
<b>04 Gaz naturel.....</b>	<b>49</b>
I. Généralités sur le gaz naturel .....	49
II. Bilan physique du gaz naturel.....	49
01) Présentation du bilan physique.....	49
02) Sources de données.....	49
03) Approvisionnement .....	51
04) Consommation et pertes .....	52
III. Bilan monétaire du gaz naturel .....	55
01) Présentation du bilan monétaire .....	55
02) Sources de données.....	55
03) Ressources .....	56

04) Consommation .....	59
<b>05 Charbon.....</b>	<b>62</b>
I. Généralités sur le charbon .....	62
II. Bilan physique du charbon .....	63
01) Présentation du bilan physique.....	63
02) Sources de données.....	64
03) Approvisionnement .....	66
04) Consommation .....	67
III. Bilan monétaire du charbon.....	70
01) Présentation du bilan monétaire .....	70
02) Sources de données.....	70
03) Ressources .....	70
04) Consommation .....	71
<b>06 Energies renouvelables thermiques et déchets.....</b>	<b>73</b>
I. Biocarburants .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
01) Généralités.....	73
02) Bilan physique des biocarburants.....	74
03) Bilan monétaire des biocarburants .....	78
II. Biomasse solide .....	80
01) Généralités.....	80
02) Bilan physique de la biomasse solide .....	80
03) Bilan monétaire du bois-énergie .....	88
III. Biogaz .....	92
01) Généralités.....	92
02) Présentation du bilan physique.....	93
03) Sources de données.....	93
04) Consommation .....	94
IV. Pompes à chaleur .....	95
01) Généralités.....	95
02) Présentation du bilan physique.....	98
03) Sources de données.....	98
04) Consommation .....	99
V. Solaire thermique .....	104
01) Généralités.....	104
02) Présentation du bilan physique.....	105
03) Sources de données.....	105
04) Consommation .....	106
VI. Géothermie .....	107
01) Généralités.....	107
02) Présentation du bilan physique.....	109
03) Sources de données.....	109
04) Consommation .....	109
VII. Déchets urbains.....	110
01) Généralités.....	110

02) Présentation du bilan physique.....	111
03) Sources de données.....	111
04) Consommation .....	112
VIII. Déchets industriels.....	116
01) Généralités.....	116
02) Présentation du bilan physique.....	116
03) Sources de données.....	117
04) Consommation .....	117
<b>07 Electricité .....</b>	<b>118</b>
I. Généralités sur l'électricité.....	118
II. Bilan physique de l'électricité .....	118
01) Présentation du bilan physique.....	118
02) Sources de données.....	118
03) Approvisionnement .....	120
04) Consommation et pertes .....	122
III. Bilan monétaire de l'électricité.....	126
01) Présentation du bilan monétaire .....	126
02) Sources de données.....	126
03) Ressources .....	126
04) Consommation .....	128
<b>08 Chaleur commercialisée .....</b>	<b>131</b>
I. Généralités sur la chaleur commercialisée.....	131
II. Bilan physique de la chaleur commercialisée.....	131
01) Présentation du bilan physique.....	131
02) Sources de données.....	132
03) Approvisionnement .....	132
04) Consommation et pertes .....	132
III. Bilan monétaire de la chaleur commercialisée .....	133
01) Présentation du bilan monétaire .....	133
02) Sources de données.....	134
03) Ressources .....	134
04) Consommation .....	134
<b>09 Correction des variations climatiques .....</b>	<b>135</b>
<b>10 Intensité énergétique finale .....</b>	<b>139</b>

# 01

## Concepts et principes généraux

*Le bilan de l'énergie comprend un bilan physique et un bilan monétaire, qui sont établis de manière cohérente et dont les principes sont décrits dans cette partie, après une définition des principaux concepts.*

### I. Glossaire des principaux concepts

**Chaleur** : transfert thermique, au sens physique du terme. Dans le cadre du bilan de l'énergie, Le bilan de la « chaleur » est retreint à la chaleur commercialisée (lorsqu'un acteur met en œuvre une combustion pour en utiliser lui-même la chaleur, les flux correspondants sont reportés dans le bilan du combustible brûlé, pas dans celui de la chaleur). La chaleur primaire, d'origine géothermique, aérothermique ou solaire, s'oppose à la chaleur secondaire obtenue en brûlant des combustibles tels que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, la biomasse et les déchets.

**Charbon** : sous sa forme primaire, combustible fossile qui revêt généralement l'aspect physique d'un roc brun ou noir et qui est constitué de matière végétale carbonisée. On distingue le lignite, le charbon sous-bitumineux et la houille, classés par pouvoir calorifique croissant. La houille pouvant être transformée en coke est dénommée « charbon à coke », par opposition au « charbon-vapeur » utilisé pour produire de la chaleur sous forme de vapeur (elle-même pouvant être éventuellement transformée en électricité). Dans le présent bilan, le terme de charbon couvre aussi les produits secondaires, tels que les agglomérés, les briquettes, le coke de cokerie, le goudron de houille, mais aussi les gaz sidérurgiques (gaz de cokerie, de haut-fourneau et de convertisseur à l'oxygène).

**Combustible** : toute substance pouvant être brûlée pour produire de la chaleur, par réaction du carbone et de l'hydrogène contenus dans la substance combustible avec l'oxygène.

**Consommation finale énergétique** : consommation d'énergie à toutes fins autres que la transformation, le transport, la distribution et le stockage d'énergie et hors utilisation comme matière première ou pour certaines propriétés physiques (voir consommation finale non énergétique).

**Consommation finale non énergétique** : consommation de combustibles à d'autres fins que la production de chaleur, soit comme matières premières (par exemple pour la fabrication de plastique), soit en vue d'exploiter certaines de leurs propriétés physiques (comme, par exemple, les lubrifiants, le bitume ou les solvants).

**Déchets** : combustibles composés de matériaux divers issus des déchets urbains (dont la moitié est supposée renouvelable) et industriels (considérés en totalité comme non renouvelables).

**Électricité** : vecteur d'énergie ayant de multiples usages. L'électricité peut être produite à partir de diverses sources primaires (nucléaire, combustibles fossiles ou renouvelables, géothermie, hydraulique, énergie éolienne, photovoltaïque, etc.). La production brute d'électricité est

mesurée aux bornes des groupes des centrales et comprend, par conséquent, la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs des centrales, par opposition à la production nette d'électricité, mesurée à la sortie des centrales.

**Énergie primaire** : énergie non transformée, i.e. tirée de la nature (soleil, fleuves ou vent) ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature (comme les combustibles fossiles ou le bois). Par convention, l'énergie primaire d'origine hydraulique, éolienne, marémotrice et solaire photovoltaïque est comptabilisée à hauteur de la production d'électricité correspondante. La consommation d'énergie primaire est la somme de la consommation finale, des pertes et de la consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie.

**Énergie renouvelable** : énergie dérivée de processus naturels en perpétuel renouvellement, notamment l'énergie générée par le soleil, le vent, la chaleur terrestre, l'eau des fleuves, des lacs, des mers et des océans, la biomasse solide (bois et déchets d'origine biologique), le biogaz et les biocarburants liquides.

**Énergie secondaire** : énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire ou d'une autre énergie secondaire (production d'électricité à partir de gaz, de coke à partir de charbon à coke, de produits pétroliers à partir de pétrole brut, etc.).

**Gaz naturel** : il est extrait de réserves naturelles souterraines et se compose principalement de méthane (CH<sub>4</sub>).

**Nucléaire** : énergie dégagée, sous forme de chaleur, par la fission de noyaux d'uranium dans des réacteurs. Cette énergie, considérée comme primaire, est transformée secondairement en électricité (avec un rendement supposé de 33 %).

**Pétrole** : mélange complexe d'hydrocarbures liquides, des éléments chimiques contenant de l'hydrogène et du carbone, qui se forme naturellement dans des nappes souterraines présentes dans les roches sédimentaires. Au sens large, il inclut les produits tant primaires (pétrole brut) que secondaires (raffinés).

**Pouvoir calorifique** : quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible. On oppose le pouvoir calorifique supérieur (PCS), qui désigne le dégagement maximal théorique de chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite, au pouvoir calorifique inférieur (PCI), qui exclut cette chaleur de condensation.

**Soutes maritimes ou aériennes internationales** : quantités de pétrole utilisées comme combustibles par les navires ou les avions à des fins de transport international.

**Taux d'indépendance énergétique** : rapport entre la production et la consommation d'énergie primaire.

## II. Principes d'élaboration du bilan physique de l'énergie

La méthodologie du bilan physique de l'énergie obéit aux recommandations du manuel sur les statistiques de l'énergie coédité par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et Eurostat (dont la dernière édition date de 2005). Sa présentation est alignée sur celle de l'AIE.

Le bilan physique de l'énergie retrace un équilibre comptable entre les approvisionnements d'une part et les emplois de l'énergie d'autre part. Les approvisionnements comprennent :

- la production primaire ;
- les importations, nettes des exportations ;
- les variations de stocks (positives pour un déstockage ou négatives pour un stockage) ;
- les soutes maritimes et aériennes internationales, qui apparaissent avec un signe négatif, n'étant pas considérées comme une consommation d'énergie primaire de la France.

Le total des approvisionnements correspond à la consommation primaire. À l'écart statistique près, il est égal à la somme des emplois, qui comprennent :

- les pertes de transformation d'énergie ;
- les pertes de transport, distribution et stockage d'énergie ;
- la consommation propre d'énergie de la branche énergie (hors l'énergie qu'elle transforme) ;
- la consommation finale à usage énergétique ;
- la consommation finale à usage non énergétique.

Cet équilibre ressources-emplois est décrit pour chacune des formes d'énergie considérées et leur agrégation fournit un bilan « toutes énergies ». Afin d'éviter les doubles comptes, la production secondaire d'une forme d'énergie à partir d'une autre est considérée comptablement comme une consommation négative du secteur de la transformation. Les tableaux de bilans présentés distinguent pour chacune des formes d'énergie suivantes : charbon, pétrole brut, produits pétroliers raffinés, gaz naturel, énergies renouvelables électriques (hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies renouvelables thermiques et déchets, électricité et chaleur commercialisée. Des statistiques sont par ailleurs fournies en complément dans le corps du bilan pour certains sous-produits du charbon, des produits pétroliers et des énergies renouvelables, Eurostat diffusant par ailleurs des données avec une classification très fine de produits. À noter que les bilans énergétiques d'Eurostat et de l'AIE diffèrent par leur traitement des pompes à chaleur, Eurostat comptabilisant la chaleur extraite de l'environnement par les pompes à chaleur à la différence de l'AIE. Le bilan national suit en la matière la même règle que celle d'Eurostat, entraînant un certain écart avec le bilan publié par l'AIE.

Le bilan global ainsi que ceux du charbon et des énergies renouvelables thermiques sont exprimés en térawattheures (TWh) en pouvoir calorifique inférieur (PCI). Ceux de l'électricité et de la chaleur commercialisée sont exprimés en TWh et celui du gaz naturel en TWh en pouvoir calorifique supérieur (TWh PCS). Ceux du pétrole brut et des produits pétroliers restent exprimés en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep). Le tableau suivant fournit des coefficients de conversion pour les principales formes d'énergie et les principales unités énergétiques.

Énergie	Unité propre	Gigajoule	mégawattheure	tep
		GJ (PCI)	MWh (PCI)	(PCI)
<b>Charbon</b>				
Charbon-vapeur	1 t	26	7,2222	0,619
Charbon à coke	1 t	29,5	8,1944	0,705
Coke de cokerie	1 t	28	7,7778	0,667
Agglomérés	1 t	32	8,8889	0,762
Briquettes de lignite	1 t	18	4,7112	0,404
Lignite et produits de récupération	1 t	17	4,7222	0,405
Anthracite	1 t	32,3	8,9722	0,772
Goudron de houille	1 t	38	10,5556	0,905
<b>Pétrole brut et produits pétroliers</b>				
<b>Produits primaires et autres produits à distiller</b>				
Pétrole brut	1 t	42,78	11,8833	1,0218
Liquides de gaz naturels	1 t	42	11,6667	1,0032
Produits d'alimentation des raffineries	1 t	41,86	11,6278	0,9997
Additifs oxygénés	1 t	25,12	6,9778	1,0693
<b>Produits raffinés</b>				
Gazole, fioul domestique	1 t	42,6	11,8333	1,0175
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1 t	46	12,7778	1,0987
Essence moteur	1 t	44	12,2222	1,0509
Kérosène	1 t	43	11,9444	1,0270
Fioul lourd	1 t	40	11,1111	0,9554
Coke de pétrole	1 t	32	8,8889	0,7643
Naphtha	1 t	44	12,2222	1,0509
Lubrifiants	1 t	42	11,6667	1,0032
White spirit	1 t	43,6	12,1111	1,0414
Bitumes	1 t	39	10,8333	0,9315
<b>Électricité</b>	1 MWh	3,6	1	0,086
<b>Bois à usage résidentiel</b>	1 stère	6,17	1,7139	0,147
<b>Bois à usage professionnel</b>	1 tonne	10,76	2,9889	0,257
<b>Gaz naturel et industriel</b>	1 MWh PCS	3,24	0,9	0,077

Le coefficient de conversion pour le gaz repose sur une hypothèse d'écart de 10 % entre PCS et PCI. Pour les autres combustibles, les écarts entre PCS et PCI sont de l'ordre de :

- 9 % pour le gaz de pétrole liquéfié ;
- 7-8 % pour les autres produits pétroliers ;
- 2-5 % pour les combustibles solides.

La consommation finale est ventilée suivant une décomposition sectorielle propre au bilan de l'énergie. En matière de consommation finale, cinq secteurs principaux sont distingués : industrie,

transports, résidentiel, tertiaire, agriculture-pêche. La consommation des transports correspond à la consommation de tous les agents économiques (ménages, entreprises de tous secteurs, administrations) à usage de transport. En ce qui concerne les autres secteurs, la correspondance entre les divisions de la NAF et la nomenclature au niveau le plus fin de l’AIE et d’Eurostat est décrite dans le tableau ci-dessous. À noter toutefois que certaines consommations finales, notamment celles à usage militaire, sont considérées dans le bilan national comme relevant du secteur tertiaire alors que l’AIE et Eurostat les considèrent comme « non affectées ».

Division	Secteur du bilan de l'énergie
01, 02	Agriculture et sylviculture
03	Pêche
05	Mines de charbon
06	Extraction de pétrole et gaz
07, 08, 09	Industries extractives
10, 11, 12	Produits alimentaires, boissons et tabac
13, 14, 15	Textiles et cuir
16	Bois et ouvrages en bois
17, 18	Imprimerie, pâte à papier et papier
19	Cokéfaction et raffinage
20, 21	Chimie et pétrochimie*
22, 31, 32	Autres industries manufacturières
23	Produits minéraux non métalliques
24	Métallurgie*: correspond à 2 secteurs AIE distincts (sidérurgie et métaux non ferreux)
25, 26, 27, 28	Machines
29, 30	Matériel de transport
35	Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionne
41, 42, 43	Construction
97, 98 et Résidentiel	Résidentiel
33, 36, 37, 38, 39, 45 à 96, 99	Tertiaire (*)

Les sous-classes 2013A et 2446Z sont rattachées à l'industrie nucléaire

(\*) L'énergie utilisée pour les transports (carburants, électricité motrice) est isolé dans le secteur « Transport » et n'apparaît pas dans le secteur Tertiaire

Le champ géographique du bilan de l'énergie comprend, depuis le millésime 2011, la France métropolitaine et les cinq départements d'outre-mer (DROM). Pour les années antérieures, il est limité à la France métropolitaine.

La méthodologie d'élaboration du bilan de l'énergie est détaillée dans les parties suivantes, pour chacune des formes d'énergie, avec une partie transversale préalable dédiée à la transformation de combustibles en électricité ou en chaleur commercialisée. Cette élaboration repose sur l'exploitation de nombreuses sources de données, notamment recueillies par le SDES dans le cadre de collectes prévues par des textes réglementaires. Ces sources internes au SDES sont complétées par des sources externes, relevant du service statistique public.

Du fait de l'évolution au cours du temps des sources de données et des méthodes, les données peuvent être affectées par des ruptures de série, qui sont autant que possible indiquées dans la

suite. De manière générale, la méthodologie a été révisée à compter du millésime 2011, pouvant entraîner certaines ruptures entre 2010 et 2011 pour l'ensemble des énergies, au-delà de l'intégration des DROM. La profondeur historique des séries est variable, les plus anciennes remontant à 1960.

### III. Principes d'élaboration du bilan monétaire de l'énergie

Le bilan monétaire décrit les flux en euros associés aux flux énergétiques présentés dans le bilan physique. Il prend la forme, comme ce dernier, d'un équilibre approvisionnement-demande intérieure (ou ressources-emplois). Les ressources monétaires comprennent :

- la production et les marges de transport, distribution et commercialisation ;
- les importations, nettes des exportations ;
- les variations de stocks ;
- les taxes, nettes des subventions.

À l'écart statistique près, ces ressources sont égales à la somme des emplois, i.e. des consommations des différents secteurs (à usage énergétique ou non).

Le bilan monétaire est établi à partir de l'année 2011 et couvre l'ensemble des principales formes d'énergie faisant l'objet d'échanges marchands (charbon, pétrole, gaz, électricité, chaleur, biocarburants, biométhane, bois). Son champ inclut en particulier l'autoconsommation d'électricité, valorisée au prix moyen d'achat dans le secteur considéré, ainsi que les achats informels de bois mais exclut en revanche l'autoconsommation de bois. Les consommations de déchets et d'énergies thermiques autres que le bois et les biocarburants ne sont pas valorisées. Les investissements des consommateurs finaux visant à transformer l'énergie pour leur usage propre (par exemple, chaudières individuelles, pompes à chaleur, chauffe-eau solaires, etc.) sont hors champ.

La dépense nationale associée à une forme d'énergie correspond à la somme de la valeur de la consommation de cette forme d'énergie à usage final et de celle à usage de production d'autres formes d'énergie. La dépense nationale d'énergie correspond à la somme des valeurs des consommations à usage final seulement des différentes formes d'énergie. Elle est inférieure par construction à la somme des dépenses nationales des différentes formes d'énergie, afin d'éviter des doubles comptes liés aux échanges internes de la branche énergie. Par exemple, le gaz consommé pour produire de l'électricité est comptabilisé dans la dépense nationale de gaz, mais est exclu du calcul de la dépense nationale d'énergie : en effet, in fine, le coût correspondant est supporté par les consommateurs d'électricité ; il est donc déjà implicitement pris en compte dans la dépense nationale d'électricité. Pour chacune des formes d'énergie, la dépense finale est ventilée suivant les mêmes cinq grands secteurs que le bilan physique : industrie, transports, résidentiel, tertiaire, agriculture-pêche.

Par exception au principe de cohérence entre les bilans physique et monétaire, la dépense des hauts-fourneaux en charbon (nette de la rémunération qu'ils tirent de la revente de gaz de hauts-fourneaux) est considérée dans le bilan monétaire comme une dépense finale du secteur de l'industrie, alors que, conformément aux recommandations internationales, la consommation correspondante est considérée comme une consommation de la branche énergie dans le bilan physique.

Du côté des ressources et pour chaque forme d'énergie, le solde entre, d'une part, la dépense totale et, d'autre part, la somme des taxes (nettes des subventions), du solde importateur et des variations de stocks, représente la valeur de la production primaire et de marges diverses (de transformation, de transport, de distribution ou de commercialisation suivant les cas). Suivant les sources disponibles par énergie, une désagrégation plus ou moins fine de ces différents éléments est disponible. Concernant les carburants contenant une part bio et une part non-bio (issue de produits pétroliers), il est fait le choix, par convention, d'affecter la totalité des taxes et des marges de distribution aux carburants pétroliers. Par ailleurs, la dépense de gaz pour le transport n'est pas estimée faute d'observer son prix ; elle est agrégée avec celle du secteur tertiaire.

L'élaboration du bilan monétaire s'appuie sur certaines sources spécifiques aux prix de l'énergie, outre celles mobilisées pour établir le bilan physique. Sa méthodologie est précisée dans la suite pour chacune des formes d'énergie.

La dépense de consommation finale énergétique, qui mêle des dépenses des ménages des entreprises et des administrations, n'est pas une composante de la consommation finale du cadre central des comptes, pour lequel les consommations des entreprises et administrations en énergie sont des consommations intermédiaires détruites ou intégrées dans le processus de production (ces dépenses sont incorporées dans la valeur des biens et services vendus ou mis à disposition de la collectivité qu'elles produisent).

# 02 Transformation de combustibles en électricité ou chaleur commercialisée

## I. Généralités

La production d'électricité thermique et de chaleur commercialisée, ainsi que la consommation de combustibles associée, repose sur une méthodologie commune à l'ensemble des filières pétrole, gaz, charbon et ENR thermiques, même s'il peut y avoir quelques différences.

Le principe général est le suivant : la production d'électricité et de chaleur cogénérée, ainsi que la consommation de combustibles thermiques associée, reposent uniquement sur l'EAPE, qui est l'enquête de référence pour toutes les énergies. Elle est complétée, pour la production de chaleur seule, par l'EARCF. Cette enquête ne couvrant que les réseaux de chaleur, les chiffres sont complétés par l'EACEI pour certaines énergies dont une part non négligeable de la chaleur seule commercialisée est produite par d'autres secteurs industriels. C'est le cas pour le charbon, la biomasse, le biogaz et les déchets industriels. Le cas des déchets urbains est particulier : il existe une source spécifique, ITOM, qui s'avère mieux couvrir le complément de l'EAPE que l'EARCF. Elle est donc utilisée à la place de l'EARCF, mais toujours en complément de l'EAPE.

	EAPE	EARCF	EACEI	ITOM
Charbon	X	X	X	
Pétrole	X	X		
Gaz naturel	X	X		
Biomasse solide	X	X	X	
Biogaz	X	X	X	
Déchets industriels	X		X	
Déchets urbains	X			X
Bioliquides	X			

## II. Sources de données

### 01) ENQUÊTE ANNUELLE SUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (EAPE)

L'EAPE a pour objet de mesurer la quantité d'électricité produite, qu'elle soit injectée sur le réseau et autoconsommée, en France, par l'ensemble des centrales électriques et de connaître les caractéristiques techniques de ces centrales. Cette enquête annuelle dispose du label d'intérêt général et de qualité statistique, assorti du caractère obligatoire, attribué par le Comité du label de la statistique publique.

L'enquête porte sur la production d'électricité de l'ensemble des centrales électriques (établissements ou appartenant à des particuliers) en France. Elle s'adresse à cet effet à l'ensemble des producteurs d'électricité en France, que cette activité soit principale (code NAF rév.2 « 35.11Z ») ou non, à l'exception des producteurs d'électricité de la filière solaire

photovoltaïque. Elle couvre la France entière. Les DROM hors Mayotte ont été intégrés au champ de l'enquête en 2007 et Mayotte en 2014.

Les installations de production d'électricité consommant des combustibles renouvelables ou des déchets sont interrogées de manière exhaustive dans l'EAPE. Elles doivent notamment y déclarer, par filière de production (procédé thermique hors cogénération ou procédé thermique de cogénération) :

- La « production totale nette d'électricité » ;
- Le cas échéant, la « production totale nette de chaleur cogénérée utile », la « production de chaleur cogénérée vendue » et la « production de chaleur autoconsommée » ;
- Les consommations de combustible correspondantes ;
- La « puissance électrique maximale totale de l'installation en kW » ;
- La « puissance thermique nominale totale de l'installation en kW ».

D'autres questions permettent de connaître le type d'équipement, l'année de mise en service, le nombre d'heures de fonctionnement, etc.

La production d'électricité de la centrale de Vallorcine, qui appartient au complexe suisse d'Emosson mais est située sur le territoire français, et sa consommation d'électricité pour le pompage sont comptabilisées dans l'EAPE (la centrale n'injecte ni ne prélève pas sur le réseau français mais suisse). La production d'électricité est une exportation vers la Suisse tandis que l'électricité pour le pompage est une importation.

## 02) ENQUÊTE ANNUELLE SUR LES RÉSEAUX DE CHALEUR ET DE FROID (EARCF)

Cette enquête, qui dispose du label d'intérêt général et de qualité statistique, assorti du caractère obligatoire, vise à acquérir une meilleure connaissance des réseaux de chaleur et de froid. Le SDES en est le maître d'ouvrage, tandis que la maîtrise d'œuvre est déléguée au Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU) avec l'appui de l'association Amorce.

Il s'agit de l'unique source d'information permettant de suivre la production de chaleur non cogénérée des réseaux ainsi que les livraisons de chaleur aux différents secteurs.

Les principaux thèmes abordés sont les caractéristiques des réseaux (puissance, nature des installations), leur bouquet énergétique, la place des énergies renouvelables... Cette enquête permet de suivre la production de chaleur des réseaux associée à leur consommation d'énergie.

L'enquête distingue la production de chaleur en « interne » et la chaleur externe achetée ou récupérée. En cas de chaleur externe ou récupérée, la source d'énergie à l'origine de la production de chaleur n'est pas nécessairement connue, ni la quantité de combustible consommée. En revanche, en cas de production interne de chaleur, des questions précises permettent de connaître les combustibles utilisés, les quantités de chaleur produites, le mode de production (cogénération ou chaleur seule), la puissance thermique de l'installation, etc.

En cas de production interne de chaleur, le réseau enquêté doit fournir, par combustible :

- La quantité totale de combustible utilisée ;
- En cas de cogénération : la « quantité totale utilisée pour la cogénération », la « chaleur cogénérée livrée au réseau (MWhth) » et « l'électricité produite (MWhé) » ;

- En cas d'absence de cogénération : la « chaleur non cogénérée livrée au réseau (pour les installations équipées d'un dispositif de comptage (MWhth) » ;
- La « puissance thermique récupérable (MWhth) » ;
- La puissance électrique maximale (en cas de cogénération interne) (MWe) ».

A noter que certaines installations disposent à la fois d'équipements de cogénération et hors cogénération. Elles doivent donc déclarer à la fois la chaleur cogénérée et la chaleur non cogénérée.

### **03) ENQUÊTE ANNUELLE SUR LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE DANS L'INDUSTRIE (EACEI)**

L'EACEI, qui est une enquête labellisée d'intérêt général et de qualité statistique à caractère obligatoire conduite par l'Insee, a pour objectif de mesurer les consommations d'énergie dans l'industrie. Cette enquête fournit les quantités consommées par type d'énergie, les coûts afférents, et la répartition par usage de chaque énergie utilisée. Les données recueillies fournissent des évaluations par secteur d'activité (selon la nomenclature Naf rev 2), par tranche d'effectif et par région.

Le champ de l'enquête correspond aux sections B et C de la NAF (division 05 à 33), au groupe 383 (récupération), hors sous classes : 1013B, 1071B, 1071C, 1071D (artisanat commercial), 2013A et 2446Z ; hors divisions 05, 06 et 19 ; hors groupe 091.

Les entités interrogées sont les établissements de 20 salariés ou plus, ayant au moins 4 mois d'activité, et dont le code d'activité principale (APET) relève du champ indiqué ci-dessus. L'échantillon comprend environ 8 500 établissements.

Les installations interrogées doivent en particulier déclarer, pour chaque combustible :

- La quantité « d'énergie consommée pour un usage énergétique » ;
- Si une partie du combustible consommé (pour un usage énergétique) est achetée (en totalité, en partie ou non) ; le cas échéant, la proportion achetée doit être précisée, ainsi que le montant facturé correspondant.
- La « répartition par usage de [la] consommation [de combustible] », à savoir : « production de vapeur et/ou d'autres fluides caloporteurs (y compris autoproduction) », « processus de fabrication (hors production de vapeur et autres fluides caloporteurs) », « matières premières (usage non énergétique) », « production d'électricité par turbine ou moteur à combustion » et « autres usages (y compris chauffage des locaux et production d'eau chaude sanitaire) ».

### **04) BASE SINOE ET ENQUÊTES ITOM**

ITOM est un inventaire exhaustif auprès des exploitants d'installations autorisées de compostage, de méthanisation, de tri, d'incinération et de mise en décharge de déchets ménagers et assimilés recevant à minima des ordures ménagères.

Dans le cadre de cet inventaire, une enquête annuelle auprès des installations d'incinération des ordures ménagères (UIOM) est menée par l'ADEME, en partenariat avec le SDVU et les observatoires régionaux. En sont exclues les installations de traitement des déchets dangereux.

La validation des données de l'année N est finalisée vers la fin de l'année N+2. Toutefois, une part significative des données de l'année N sont disponibles sur le site SINOE au T3 N+1.

Le questionnaire concernant les UIOM interroge sur :

- Les quantités de déchets entrants : ceux-ci doivent être répartis entre les ordures ménagères résiduelles, les déchets des activités économiques, les encombrants ménagers, les refus de compostage, les refus de tri de matériaux recyclables, les boues, les déchets d'activité de soins à risques infectieux... Le PCI des déchets est également demandé.
- Une partie du questionnaire est consacrée à la valorisation énergétique : quantités de combustibles utilisés pour le démarrage, l'énergie produite en sortie de chaudière, l'énergie thermique vendue (s'il s'agit d'un réseau de chaleur industriel, urbain ou mixte), l'énergie thermique autoconsommée et enfin la production d'électricité.

### III. Méthode d'estimation des productions d'électricité et de chaleur commercialisée ainsi que des consommations de combustibles associées

L'enjeu principal de comptabilisation est la distinction entre la consommation qui doit être comptabilisée dans le secteur de la transformation et celle qui doit être comptabilisée en consommation finale.

Les règles de comptabilisation diffèrent entre le type de producteur : producteurs principaux ou auto-producteurs. D'après règlement (UE) 1099/2008 modifié en janvier 2022, on les distingue de la façon suivante :

- « Les producteurs en activité principale sont les producteurs, tant privés que publics, dont l'activité principale est la production d'électricité et/ou de chaleur destinée à la vente à des tiers » ;
- « Les auto-producteurs sont les producteurs, tant privés que publics, qui produisent de l'électricité et/ou de la chaleur, en totalité ou en partie, pour leur consommation propre en tant qu'activité qui contribue à leur activité principale ».

Dans les bilans énergétiques, on considère que les producteurs principaux sont ceux qui relèvent de la division 35 « production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné » de la NAF.

#### 01) RÈGLES DE COMPTABILITÉ APPLIQUÉES

##### (A) Comptabilisation de l'électricité

Les règles de comptabilisation sont relativement simples et ne dépendent pas du type de producteur. Elles requièrent le calcul :

- des « quantités de combustibles utilisées pour produire de l'électricité » (Règlement 1999/2008). Cette consommation est à reporter dans le secteur de la transformation, selon le sous-secteur (électricité seule ou cogénération) et le type de producteur (principal ou auto-producteur) ;
- de la production « brute » d'électricité correspondante, qui doit être reportée dans la rubrique correspondante du bilan de l'électricité. L'électricité brute correspond à « la somme des énergies électriques produites (y compris l'accumulation par pompage) par l'ensemble des groupes générateurs concernés, mesurée aux bornes de sortie des génératrices principales. »

##### (B) Comptabilisation de la chaleur

Les règles de comptabilisation sont un peu plus complexes. En effet, la consommation de combustible peut donner lieu à de la production de chaleur vendue ou autoconsommée, ou encore être comptabilisée en consommation finale, la comptabilisation dépendant notamment du type de producteur.

Prenons l'exemple d'une installation produisant de la chaleur à partir de biomasse (en chaleur seule ou en cogénération, peu importe). Cette installation consomme 100 GWh de biomasse,

dont 70 GWh pour de la production de chaleur vendue et 30 GWh pour de la chaleur autoconsommée. Elle produit 60 GWh de chaleur qu'elle vend et 25 GWh qu'elle autoconsomme. La comptabilisation dépend du type de producteur. Elle est indiquée dans le tableau ci-dessous.

		Producteur principal		Auto-producteur	
		Chaleur vendue <sup>1</sup>	Chaleur autoconsommée	Chaleur vendue	Chaleur auto-consommée
<b>Consommation de combustible:</b>					
Compte biomasse	Transformation Consommation finale	70	30	70	30
<b>Production de chaleur correspondante:</b>					
Compte de la chaleur	Transformation	60	25	60	0

### Cas des producteurs principaux

Dans le compte du combustible considéré, la totalité des « quantités de combustibles utilisées pour produire de la chaleur [dans les unités de cogénération ou dans les unités/centrales produisant uniquement de la chaleur] en tant qu'activité principale » est reportée dans le secteur de la transformation. Cela inclut donc les combustibles consommés pour la production de chaleur autoconsommée. Dans l'exemple ci-dessus, la consommation dans le secteur de la transformation est de 100 GWh.

### Cas des auto-producteurs

Dans le compte du combustible considéré :

- « La part proportionnelle des combustibles utilisés pour produire de la chaleur vendue par les auto-producteurs » est reportée dans le secteur de la transformation. La part proportionnelle des combustibles utilisés pour produire de la chaleur qui n'a pas été vendue (chaleur autoconsommée) est comptabilisée selon le secteur spécifique de consommation énergétique finale sur la base de la nomenclature NACE. Cette comptabilisation est donc différente de celle des producteurs principaux, puisqu'elle exclut la consommation de combustible pour produire de la chaleur autoconsommée du secteur de la transformation.
- Comme indiqué ci-dessus, la part de la consommation de combustibles utilisée pour produire de la chaleur autoconsommée est reportée en consommation finale dans le secteur correspondant à l'installation. Dans l'exemple ci-dessus, elle vaut 30 GWh.

---

<sup>1</sup> Pour les producteurs principaux, il faudrait plutôt parler de chaleur vendue + pertes de distribution.

### **(C) Répartition de la consommation ayant servi à produire de l'électricité ou de la chaleur en cas de cogénération**

En cas de cogénération, des règles conventionnelles de partage des consommations de combustibles entre production d'électricité et production de chaleur doivent être appliqués.

Pour la plupart des énergies, la répartition des combustibles est réalisée aujourd'hui au prorata de la production d'électricité et de chaleur.

Pour les énergies renouvelables hors biogaz, on applique la méthode d'Ecabert, recommandée par Eurostat. Dans une première étape, il faut répartir la consommation totale de combustible entre la consommation utilisée pour la production d'électricité et celle utilisée pour la production de chaleur. La consommation de combustible pour la production de chaleur est déterminée en supposant un rendement de 85% pour la production de chaleur. La consommation de combustible pour la production d'électricité s'en déduit alors.

$$\text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal}} = \frac{\text{prod}_{\text{totale}}^{\text{chal}}}{85\%}$$
$$\text{conso}_{\text{totale}}^{\text{élec}} = \text{conso}_{\text{totale}} - \text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal}}$$

Cette méthode ne peut être utilisée que si  $\text{conso}_{\text{totale}} \geq \frac{\text{prod}_{\text{totale}}^{\text{chal}}}{85\%} + \text{prod}_{\text{totale}}^{\text{élec}}$ .

Dans le cas contraire, on répartit les consommations de manière proportionnelle :

$$\text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal}} = \text{conso}_{\text{totale}} \times \frac{\text{prod}_{\text{totale}}^{\text{chal}}}{\text{prod}_{\text{totale}}^{\text{chal}} + \text{prod}_{\text{totale}}^{\text{élec}}}$$

La consommation de combustible pour la production de chaleur vendue est calculée au prorata de la chaleur vendue ; la consommation de combustible hors chaleur vendue s'en déduit.

$$\text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal vendue}} = \text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal}} \times \frac{\text{prod}_{\text{totale}}^{\text{chal vendue}}}{\text{prod}_{\text{totale}}^{\text{chal}}}$$
$$\text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal non vendue}} = \text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal}} - \text{conso}_{\text{totale}}^{\text{chal vendue}}$$

Dans une deuxième étape, les consommations et productions doivent être réparties entre tous les combustibles. En l'absence d'informations sur l'affectation de chaque combustible à la chaleur ou à l'électricité, ces consommations et productions sont réparties selon la part de la consommation de chaque combustible dans la consommation totale.

Cette méthode est appliquée à l'EAPE, à ITOM, ainsi qu'à l'EACEI (bien qu'on ne s'intéresse dans cette enquête qu'à la consommation et la production de chaleur ainsi reconstituées). Elle n'est pas utile pour l'EARCF puisque seuls les producteurs de chaleur seule sont considérés.

## **02) CAS GÉNÉRAL (HORS DÉCHETS URBAINS)**

La production d'électricité, par combustible, selon que le producteur est principal ou non, et selon qu'elle est cogénérée ou non, est issue de l'EAPE, de même que la consommation de combustible.

La production de chaleur vendue cogénérée, selon que le producteur est principal ou non, est issue de de l'EAPE, de même que la consommation de combustible.

La production de chaleur commercialisée et non cogénérée, selon que le producteur est principal ou non, est issue de l'EARCF, de même que la consommation de combustible.

### **Ajout des données de l'EACEI (charbon, biomasse, biogaz et déchets industriels)**

Le secteur industriel représente une source importante de chaleur commercialisée produite à partir de certains combustibles. C'est le cas notamment pour la filière bois où, sur le champ des

producteurs de chaleur commercialisée et non cogénérée, la quantité provenant du secteur industriel est plus importante que celle issue du secteur de l'énergie (des réseaux de chaleur). Cela s'explique par l'existence d'une branche industrielle utilisant un combustible pour des raisons souvent à la fois énergétiques et non énergétiques, et générant au cours du processus de la chaleur fatale, qu'ils revendent ensuite à un tiers : les papetiers pour le bois, les sidérurgistes pour le charbon, etc. La consommation de combustible associée doit être classée dans ce cas comme relevant du secteur de la transformation et non comme consommation finale. Les entreprises concernées sont identifiées à partir de l'EACEI, en s'assurant qu'elles ne sont pas couvertes par l'EAPE pour éviter des doubles comptes.

Les réseaux relevant du champ couvert par l'EACEI (hors section E<sup>2</sup>) sont très rares et représentent généralement une consommation de combustibles très faible. Ainsi, on considère qu'il n'y a pas de recouvrement possible entre l'EARCF et l'EACEI.

À noter que lorsqu'un établissement industriel vend de la chaleur à un réseau (distinct de cet établissement), il n'y a pas de risque de double compte de la chaleur ou de la consommation de combustible, car le réseau ne déclare dans cette situation aucune consommation de combustible mais seulement de la chaleur industrielle reçue. La méthodologie du bilan de la chaleur utilisée implique qu'il n'y a pas de risques de double compte de cette chaleur.

On ajoute alors à la production de chaleur seule commercialisée issue de l'EARCF, et à la consommation de combustible associée, celles issues de l'EACEI.

### 03) LE CAS DES DÉCHETS URBAINS

Les UIOM (Unités d'incinération des Ordures Ménagères, voir compte des déchets urbains) sont intégralement enquêtées dans l'enquête ITOM. Elles sont interrogées dans l'EAPE lorsqu'elles produisent de l'électricité (et le cas échéant de la chaleur cogénérée). Si l'UIOM est intégrée à un réseau de chaleur, la chaleur produite, cogénérée ou non, doit être renseignée dans l'EARCF ; si l'UIOM livre de la chaleur à un réseau, ce dernier devra déclarer cette chaleur reçue dans l'EARCF.

Sur le champ des UIOM, les trois enquêtes, ITOM, EAPE et EARCF, se recouvrent donc largement : toutes les UIOM sont interrogées dans l'ITOM ; la plupart sont aussi interrogées dans l'EAPE (la majorité produisant de l'électricité) ; enfin, la majorité valorisant leur production de chaleur auprès d'un réseau de chaleur, l'EARCF couvre aussi une partie importante de la production de chaleur des UIOM.

Le bilan énergétique des déchets urbains est établi suivant les règles suivantes :

- L'EAPE fait référence pour l'électricité seule et la cogénération.
- Pour une installation donnée, si aucune chaleur cogénérée n'est déclarée dans l'EAPE, on enregistre en chaleur seule la production ou la vente de chaleur éventuelle déclarée dans l'ITOM par cette installation. Cela correspond à deux situations possibles : l'UIOM ne produit pas d'électricité mais valorise la chaleur issue de l'incinération des déchets ; ou bien l'UIOM produit de l'électricité mais aussi de la chaleur « seule », c'est-à-dire de la chaleur récupérée directement de l'incinération des déchets, sans qu'elle transite par une turbine de cogénération.

---

<sup>2</sup> Jusqu'en 2018, l'EACEI ne couvrait pas les divisions 36 (captage distribution d'eau), 37 (eaux usées), 38 (collecte et traitements des déchets) et 39 (dépollution, etc.), c'est à dire la section E. En fait, seul le groupe 383 - démantèlement d'épaves et récupération de déchets triés était couvert. Pour l'EACEI 2019, l'EACEI a été étendue aux divisions 36 à 39. Mais comme le traitement des déchets est largement couvert par ITOM et qu'il y a des risques de doubles comptes pour le biogaz des stations d'épuration ou des ISDND, il n'en est pas tenu compte dans le bilan.

- L'EARCF n'est pas utilisée, bien qu'elle couvre une partie significative de la chaleur produite et vendue par les incinérateurs.

Ce choix est motivé par les raisons suivantes :

- L'EAPE est la référence, dans le cadre du bilan énergétique, dans le secteur de la production d'électricité et de chaleur cogénérée. De plus, elle est disponible en N+1.
- Les UIOM étant rarement intégrées aux réseaux de chaleur, les gestionnaires de ces derniers ne connaissent le plus souvent que la chaleur livrée par l'UIOM, mais pas la chaleur autoconsommée ni la consommation de déchets de celui-ci. L'utilisation des données de l'EARCF pour les UIOM nécessiterait des retraitements difficilement automatisables afin de tenir compte de certaines réponses ou pour éviter tout risque de double compte ;
- ITOM a l'avantage d'interroger toutes les UIOM sur toutes leurs productions énergétiques. Même si cette enquête n'est finalisée qu'avec un peu de retard (N+2), cet inconvénient reste mesuré car : les réponses sont intégrées au fur et à mesure dans la base SINOE et le taux de réponse en N+1 est déjà significatif ; ce retard ne vaut que pour les incinérateurs fonctionnant hors cogénération (30 % de la consommation finale brute de chaleur issue de déchets), les autres étant traités avec l'EAPE. En revanche, ces réponses reçues en N+2 peuvent être examinées au fur et à mesure de leur arrivée, et il est possible de contacter les gestionnaires de la base SINOE en cas d'interrogation sur ces réponses.

Si une UIOM produit de l'électricité seule et par ailleurs de la chaleur seule et est de ce fait interrogée à la fois dans l'EAPE et dans l'ITOM, on privilégie le code APE renseigné dans l'EAPE.

#### **(A) Calcul des consommations et productions à partir de l'EAPE**

Les productions d'électricité et de chaleur cogénérée des UIOM, ainsi que les consommations de déchets correspondantes, sont mesurées à partir de l'enquête EAPE uniquement. Il convient toutefois de rappeler que les consommations et productions à partir de déchets urbains renouvelables sont supposées représenter la moitié de celles des déchets urbains (hypothèse de part renouvelable de 50 % dans les déchets urbains).

A noter également, que les UIOM peuvent déclarer, dans l'EAPE, une consommation de déchets industriels, en plus de la consommation de déchets urbains.

#### **(B) Calcul des consommations et productions à partir d'ITOM**

Si les UIOM consomment essentiellement des déchets, elles consomment également, en faibles quantités, d'autres combustibles. Ces autres combustibles sont utilisés principalement pour le démarrage de l'incinérateur ; il s'agit souvent de gaz ou de fioul. En pratique, la part des déchets dans les consommations (pour la chaleur par exemple) ou les productions est calculée au prorata des déchets dans la consommation totale de combustibles.

À noter qu'ITOM permet de répartir les déchets traités par catégorie de déchets (ordures ménagères résiduelles, déchets infectieux de soins médicaux, refus de tri, déchets en mélanges venant d'entreprises ou d'artisans...). Toutefois, dans le cadre de ce bilan énergétique, on suppose que la totalité des déchets incinérés comptabilisés au titre de ITOM sont des déchets urbains (sans chercher à distinguer les éventuels déchets industriels par exemple).

Dans un premier temps, on calcule, à partir des données ITOM, les consommations de déchets et productions correspondantes, sans tenir compte de l'EAPE. Si l'UIOM produit de l'électricité (ce qui est généralement le cas), la consommation totale de combustible est répartie entre la consommation utilisée pour la production d'électricité et celle utilisée pour la production de

chaleur selon la méthode Ecabert, et on en déduit la consommation de combustible pour la production d'électricité. Les consommations de combustible dédiées aux productions de chaleur vendue non vendues sont déterminées au prorata de ces dernières.

Dans un deuxième temps, après appariement avec l'EAPE, on considère les cas suivants :

- Si l'UIOM n'est pas enquêtée dans l'EAPE, la consommation de déchets et la chaleur produite estimées à partir d'ITOM sont comptabilisées dans le bilan énergétique.
- Si l'UIOM produit de l'électricité et déclare une production de chaleur cogénérée dans l'EAPE, les données issues de cette dernière sont privilégiées, tant pour l'électricité que pour la chaleur.
- Si l'UIOM produit de l'électricité et ne déclare pas de production de chaleur cogénérée dans l'EAPE, la production de chaleur non cogénérée et la consommation de combustible correspondante estimées à partir d'ITOM sont comptabilisées. En revanche, l'EAPE reste privilégiée pour la production d'électricité et la consommation correspondante.

#### **04) CALCUL DE LA CHALEUR ET DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITES PAR LES INSTALLATIONS THERMIQUES**

Une fois l'ensemble des différentes énergies thermiques traitées, on connaît, pour chacune, la production d'électricité et de chaleur commercialisée ainsi que la consommation de combustible associée, selon que l'installation est un producteur principal ou non, et selon que la production est en cogénération ou non.

La somme de ces productions correspond in fine à la production d'électricité thermique, pour le compte de l'électricité, ou à la production de chaleur thermique, pour le compte de la chaleur.

# 03 Pétrole brut et produits pétroliers

## I. Généralités sur le pétrole brut et les produits pétroliers

Le **pétrole** est un mélange complexe d'hydrocarbures liquides, des éléments chimiques contenant de l'hydrogène et du carbone, qui se forme naturellement dans des nappes souterraines présentes dans les roches sédimentaires. Au sens large, il inclut les produits tant primaires (existant à l'état naturel) que secondaires (raffinés).

Le pétrole brut est la principale matière première traitée pour produire des produits raffinés utilisables comme carburant, combustible pour le chauffage, ou dans l'industrie. Il en existe diverses qualités, différenciées selon leurs caractéristiques physico-chimiques et l'origine de leur production. Ce pétrole est extrait au moyen de puits forés dans le sous-sol des champs pétrolifères.

Selon la méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), **les produits à distiller, ou produits d'approvisionnement des raffineries**, comprennent, outre le pétrole brut, d'autres produits pétroliers non raffinés (liquides de gaz naturel, ou condensats, ainsi que d'autres produits à distiller), et des produits raffinés semi-finis, qui servent de produits d'alimentation des raffineries (produits retournés en raffinerie par l'industrie pétrochimique et autres charges de raffinage). En particulier, d'importantes quantités de fioul lourd (bon marché) sont importées à destination des raffineries françaises.

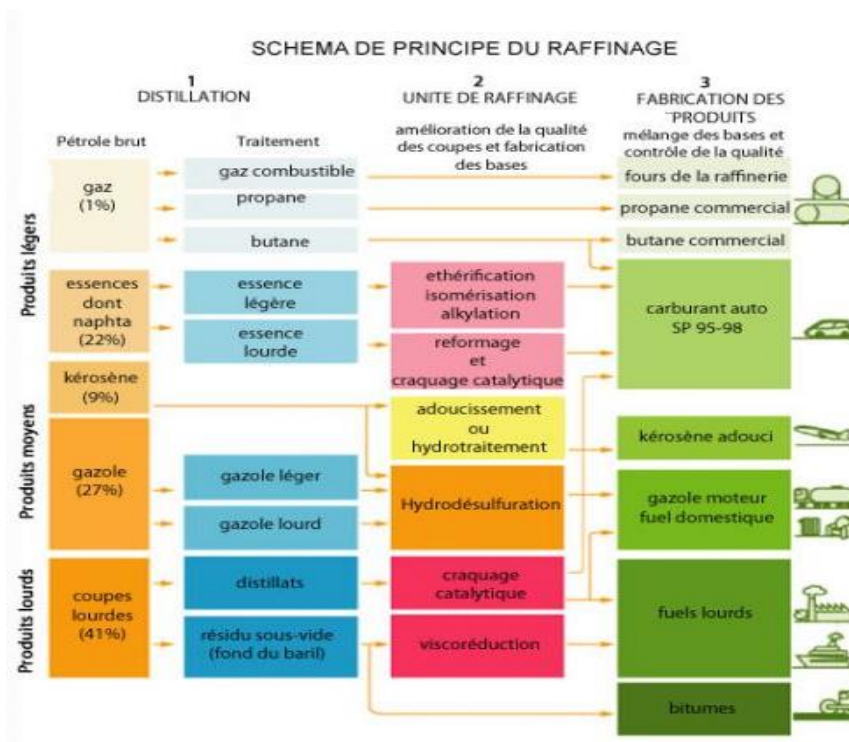
Les **produits raffinés** sont produits en raffinerie à partir de ces produits primaires. La première étape est la distillation atmosphérique : après son extraction, la matière première est dégazée et dessalée, puis chauffée à haute température dans un four (à environ 360 °C), et introduite dans une colonne de distillation à pression atmosphérique. Par ce procédé, elle se décompose en différentes fractions pétrolières (ou coupes) en fonction des caractéristiques de ses composants, comme par exemple leurs différentes températures d'ébullition. Les fractions les plus légères sont vaporisées. Ainsi, différentes coupes lourdes sont obtenues du bas vers le haut de la colonne, puis des coupes intermédiaires, et enfin des produits légers (*figure 1*).

Les fractions recueillies sont ensuite utilisées comme intrants dans d'autres unités de traitement spécifique en fonction de leurs propriétés et du produit fini souhaité. Par exemple, les produits les plus lourds, ou résidus atmosphériques, sont distillés à nouveau, mais à basse pression « sous vide », ce qui permet d'abaisser leur température d'ébullition, et ainsi d'obtenir d'autres produits plus légers, comme du gazole sous vide, utilisés en mélange au terme de la chaîne de raffinage.

D'autres traitements, visant à améliorer la qualité des produits et à fabriquer des bases pour les différents produits finis recherchés, sont ensuite effectués. Ainsi, des opérations telles que l'alkylation ou l'isomérisation, permettent d'augmenter l'indice d'octane des charges, afin qu'elles puissent entrer dans la composition des essences. Certaines fractions plus lourdes, comme celles de kérosène ou de gazole, passent en hydrotraitement, ou en hydrodésulfuration, en particulier dans le cas d'un pétrole brut très soufré : elles entrent en réaction avec de l'hydrogène, en présence d'un catalyseur, ce qui élimine le soufre qu'elles contiennent. D'autres fractions sont traitées par reformage et craquage catalytique, pour donner des constituants de gazole et essences routiers ou encore de produits plus lourds, comme le fioul lourd. Les produits ainsi obtenus sont enfin transférés dans des unités de mélange, où sont élaborés les produits finis,

répondant aux normes administratives, douanières, techniques ou environnementales, et prêts à entrer dans le circuit de distribution.

Figure 1.1 : schéma simplifié du raffinage



Source : IFP Energies nouvelles

Les principaux produits raffinés consommés en France sont listés ci-dessous, des plus légers aux plus lourds.

Le **gaz de raffinerie** est produit par les processus de raffinage dans les raffineries. Il y est largement autoconsommé. Des quantités plus faibles servent à des installations de production d'électricité et de chaleur dans l'industrie.

Le **GPL, ou gaz de pétrole liquéfié**, est un produit léger, constitué essentiellement de butane et de propane. Il a un usage énergétique principalement dans le secteur résidentiel, pour la cuisson ou le chauffage. Il est compté également des quantités importantes de GPL à usage non énergétique dans la pétrochimie (voir *infra*), et de faibles quantités de consommation de GPL carburant.

Les **supercarburants** sans plomb (SP98, SP95), sont des carburants routiers. Ils peuvent contenir une part de biocarburant incorporé, jusqu'à 10 %, comme le SP 95 E10. L'**essence aviation** a des propriétés proches de celles des supercarburants. Elle est surtout utilisée dans les petits avions de tourisme pour l'aviation domestique.

Le **kérosène**, issu d'une fraction plus lourde, est le produit à partir duquel sont fabriqués les carburateurs, comme le Jet-A1, carburant d'aviation commerciale internationale et domestique le plus répandu. Il existe d'autres kérosènes, comme le **pétrole lampant**, utilisé sous forme de combustible liquide pour les appareils mobiles de chauffage dans le secteur résidentiel.

Le **gazole** est le carburant routier le plus consommé en France. Il peut également être mélangé avec des huiles d'origine végétale. Le **fioul domestique** est essentiellement utilisé comme combustible pour le chauffage des ménages. Des quantités plus faibles sont utilisées pour la production d'électricité et le fonctionnement de moteurs de machines industrielles. Le **gazole non routier**, commercialisé depuis 2011, remplace obligatoirement le fioul domestique depuis le 1<sup>er</sup> mai 2011 pour certains engins mobiles non routiers et depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2011 pour les tracteurs agricoles, avec les mêmes spécifications que celles du gazole routier, excepté sa coloration.

Enfin, parmi les produits les plus lourds, le **fioul lourd** est notamment présent dans les soutes maritimes, l'industrie, et le secteur de la production d'électricité et de chaleur. Le **coke de pétrole** n'est consommé que dans le secteur de l'industrie.

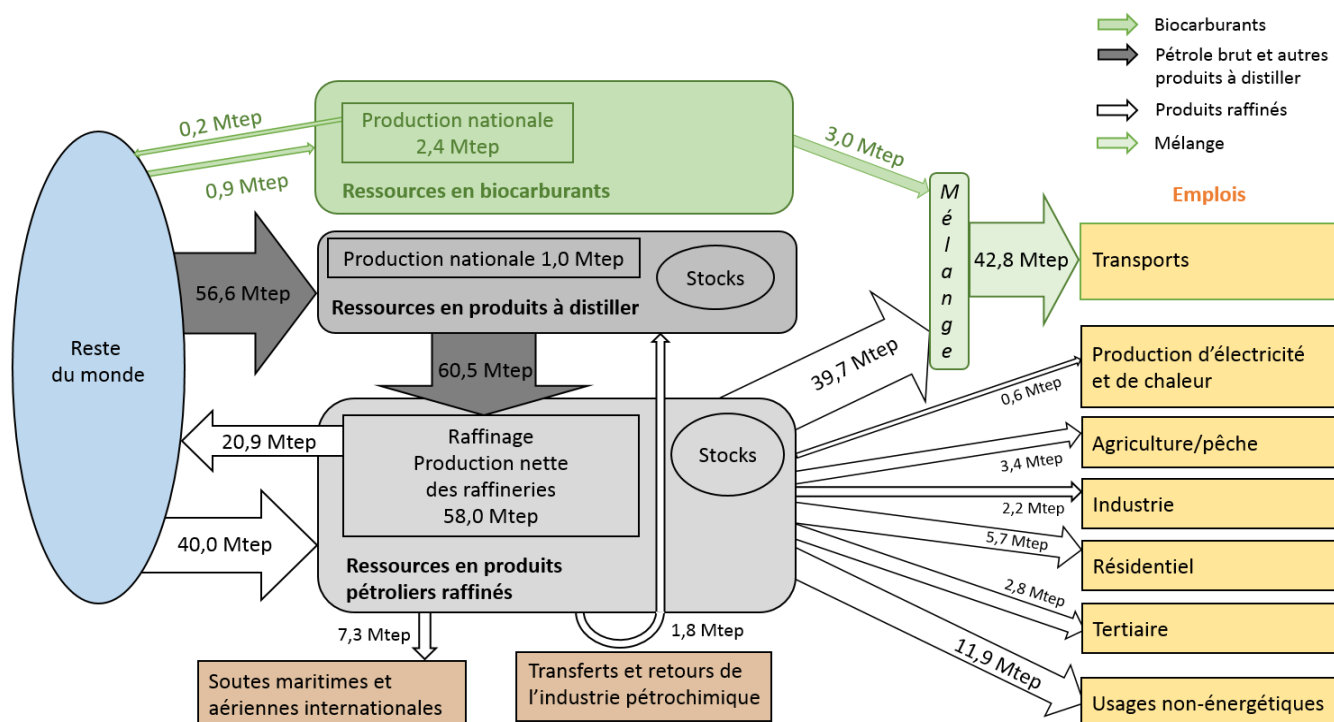
Par ailleurs, certains produits pétroliers raffinés sont utilisés pour d'autres propriétés que leur pouvoir calorifique : ce sont les produits non énergétiques. Le **naphta**, matière première de l'industrie pétrochimique, est ainsi à l'origine de la fabrication de nombreuses matières utilisées couramment (plastiques, textiles synthétiques, caoutchouc, produits pharmaceutiques ou cosmétiques) ; ce secteur consomme également des volumes significatifs de **GPL à usage non énergétique**. Par ailleurs, on compte dans cette catégorie les **lubrifiants**, consommés principalement dans les transports et l'industrie, le **white-spirit**, les **cires et paraffines**, et, enfin, les **bitumes**, produit lourd utilisé dans la construction. D'autres produits sont consommés en faible quantité, dans la pétrochimie essentiellement (**éthane**, autres produits).

## II. Bilan physique du pétrole brut et des produits pétroliers

### 01) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le bilan physique du pétrole suit la méthodologie et la présentation de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Il retrace un équilibre comptable entre des disponibilités et des emplois.

Figure : les principaux flux du pétrole et des biocarburants en France en 2016



Source : SDES, d'après les sources du bilan physique et monétaire du pétrole et des biocarburants

Les disponibilités correspondent à la production nationale, au solde du commerce extérieur et aux variations de stocks des produits analysés. S'y ajoutent, en plus des produits à distiller, les produits transférés et les retours de l'industrie pétrochimique. Les soutes maritimes et internationales sont exclues du secteur des transports et de l'approvisionnement en produits raffinés. Les variations de stocks sont positives si elles correspondent à un déstockage et négatives si elles correspondent à un stockage.

Les emplois comprennent la consommation finale tant énergétique que non énergétique ainsi que la consommation pour la production d'électricité et de chaleur. Les retours de la pétrochimie sont exclus des emplois des produits raffinés (apparaissant comme des ressources négatives de produits raffinés).

Produit	PCI tep/tonne
Pétrole brut	1,0218
Liquides de gaz naturel (LGN)	1,0032
Produits d'alimentation des raffineries	0,9997
Additifs (part bio incluse)	0,6
Additifs (part non-bio)	1,0693
GPL	1,0987
Supercarburants (biocarburants exclus)	1,0509
Essence aviation	1,0509
Kérosène type jet (biocarburants exclus)	1,027
Autres kérosène	1,027
Fioul domestique et gazole (biocarburants exclus)	1,0175
Fioul lourd	0,9554
Naphta	1,0509
Lubrifiants	1,0032
Bitumes	0,9315
Coke de pétrole	0,7643
Gaz de raffinerie	1,1823
Ethane	1,1823
Paraffines, cires	0,9554
White Spirit et SBP	1,0414
Autres produits pétroliers	0,9554
Bioessence	0,6401
Biodiesel	0,879

## 02) SOURCES DE DONNÉES

### Enquête mensuelle de raffinage

La plupart des statistiques autour de l'approvisionnement est issue de l'enquête mensuelle de raffinage auprès des raffineurs métropolitains et le bilan-matière annuel de la raffinerie des Antilles de la société SARA. Elles portent sur :

- 1) le traitement de pétrole brut, condensats et Autres produits à distiller
- 2) la production et l'autoconsommation de produits raffinés.

Pour la métropole, l'enquête mensuelle de raffinage repose sur 5 « questionnaires »

Cette enquête se subdivise en deux parties :

un questionnaire concerne les approvisionnements de pétrole brut dans les ports métropolitains ainsi que l'approvisionnement en pétrole francilien ;

les quatre autres questionnaires concernent respectivement les flux et les stocks de pétrole en raffinerie, les flux et les stocks de pétrole en dépôts amont (annexes des raffineries) non agrégés à la comptabilité des raffineries de proximité, les flux de produits finis et semi-finis en raffinerie et, enfin, les flux de produits finis en dépôts aval annexes des raffineries (c'est-à-dire susceptibles de renvoyer au besoin du produit vers la raffinerie de proximité).

Pour les DROM, l'exploitant de l'unique raffinerie de pétrole (située en Martinique) transmet annuellement un bilan qui comprend :

- un état descriptif des achats de pétrole brut importés par cargaison au cours de l'année écoulée
- un bilan annuel de la raffinerie composé d'un tableau d'approvisionnement en pétrole brut, d'un tableau de production de produits finis et semi-finis et d'une annexe combustible décrivant les autoconsommations de la raffinerie en produits pétroliers.

- un tableau annuel récapitulatif des flux et des stocks de produits raffinés gérés par cette société et situés en Guadeloupe et en Guyane.

### **Enquête sur l'activité de la pétrochimie**

Le SDES réalise une enquête auprès des six unités de vapocraquage en France métropolitaine (il n'y a pas de vapocraqueurs dans les DROM). Ces installations sont rattachées soit à une raffinerie, soit à un site d'industrie de la chimie. Elles « craquent » les molécules d'hydrocarbures pour obtenir des molécules plus petites, non saturées. Il en résulte ainsi des oléfines, principalement de l'éthylène (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) et du propylène (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>), qui serviront ensuite de bases à la fabrication du polyéthylène, du polypropylène et d'autres dérivés (dans des installations pétrochimiques « de second niveau »). Des aromatiques sont également obtenus par extraction de l'essence qui les contient, à savoir du benzène, du toluène, du xylène, etc. Certains des produits de base de la pétrochimie sont obtenus comme sous-produits du raffinage. Les raffineries ont donc également été interrogées via une enquête sur le raffinage. En revanche, les activités de transformation des aromatiques sont hors du champ de l'enquête auprès des six unités de vapocraquage.

Cette enquête décrit ainsi l'activité qui, sur le territoire national, consomme des produits pétroliers pour produire des matières premières qui serviront de base aux industries du plastique ou du textile.

Les produits pétroliers concernés sont les suivants : éthane, GPL, naphthas, gazole de vapocraquage et autres produits (bases diverses du vapocraqueur + oléfines + reformat pour production d'aromatiques + autres bases pétrolières pour production d'aromatique).

### **Données sur la production d'hydrocarbures / Stocks (DGEC)**

La production annuelle d'hydrocarbures est fournie par la DGEC. Il correspond à la production en métropole car il n'y a pas d'extraction de pétrole dans les DROM.

La DGEC fournit également les données métropolitaines de stocks de l'agrégat « Pétrole brut & charges de raffinage », ainsi que les données de stocks des quatre grandes catégories de produits raffinés soumis au régime d'obligation de stocks stratégiques, à savoir les essences et naphthas, les gazoles, les carburéacteurs et les fiouls lourds. Les stocks des autres produits pétroliers sont déterminés par les enquêtes de raffinage :

- Le stock d'essence aviation est ajouté au stock d'essence fourni par la DGEC
- Les niveaux de stocks de produits de retour de vapocraqueur (gaz, essences et fioul lourd) sont des produits d'approvisionnement en entrée de raffineries et sont donc décomptés des niveaux de stocks déclarés par la DGEC.

### **Données de commerce extérieur de la Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects (DGDDI)**

#### **Données de vente de produits pétroliers « article 179 »**

Le décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016 relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid fournit un cadre de collecte pour les données locales de consommation d'énergie, parmi lesquelles figurent les ventes de produits pétroliers.

Dans ce contexte, le service des données et études statistiques collecte des données de vente de produits pétroliers en **France métropolitaine**. Cette collecte recense les niveaux des ventes par produit et en fournit une ventilation par région et département. Elle s'inscrit plus largement

dans le cadre législatif constitué par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dont le décret susmentionné est un texte d'application.

Les chiffres de ventes sont ainsi obtenus par enquête auprès des principaux entrepositaires agréés (environ 100 entreprises) pour le commerce de gros des produits pétroliers, qui procèdent à la mise à la consommation de ces produits. Ces grossistes en produits pétroliers effectuent des ventes en acquitté, c'est-à-dire toutes taxes payées aux distributeurs de carburants, aux négociants-détaillants de carburants et combustibles ainsi qu'éventuellement à de grands consommateurs directs (entreprises de transport, industrie, etc.). Les entrepositaires agréés non-répondants représentent, en 2020, 0,3 % des quantités de produits pétroliers mis à la consommation, tandis que les entrepositaires agréés non-interrogés en représentent 0,13 %. Le Comité professionnel du pétrole (CPDP) assure de fait aujourd'hui la collecte des données de la plupart des opérateurs et leur transmission au SDES.

Cela concerne les produits suivants :

- **supercarburants** (SP95, SP95-E10, SP98 et E85) ;
- **gazole routier** ;
- **gazole non routier** (GNR) ;
- **fioul lourd** (HFO) ;
- **gaz de pétrole liquéfié** (GPL) à usage de combustible ou carburant ;
- **fioul domestique** (FOD) ;
- **kérosène**.

La consommation de GNR n'étant pas mesurée sur l'année complète en 2011, elle est donc imputée selon la répartition des années suivantes (2012-2014).

La ventilation départementale des ventes correspond à celle des détaillants et clients directs qui viennent d'être mentionnés, mais le consommateur final et la consommation effective peuvent relever d'autres départements. Par ailleurs, la ventilation départementale des ventes de produits pétroliers est de meilleure qualité à partir de 2015, du fait d'un opérateur qui réalloue désormais aux bons départements les volumes auparavant affectés aux départements où se situent les sièges de ses filiales.

Les ventes de carburants, de fioul domestique et de gazole non routier sont exprimées en mètres cubes, celles de fiouls lourds et de GPL à usage énergétique en tonnes.

Les volumes vendus incluent les biocarburants incorporés. En particulier, depuis 2016, les ventes de supercarburants incluent celles de superéthanol E85, qui n'étaient pas disponibles par département dans les résultats publiés par le SDES les années précédentes.

Sont toutefois exclues de cette source les soutes maritimes, les consommations du secteur pétrolier (pétrochimie et raffinage), celles du ministère de la Défense, et celles de HFO des centrales électriques, qui font l'objet d'estimations séparées (cf. *infra*).

Des données analogues concernant les DROM et portant sur les mises à la consommation sont issues d'une enquête annuelle réalisée par les différentes directions de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DEAL) auprès des opérateurs pétroliers et sont consolidées par la DGEC. Elles englobent les soutes maritimes.

### **Données de ventes de produits pétroliers (CPDP, hors « article 179 »)**

Les consommations totales de deux autres produits, l'**essence aviation** et le **pétrole lampant**, bien que non couverts par le dispositif de mise à disposition de données locales « article 179 », sont également estimées par le CPDP à partir des déclarations des opérateurs pétroliers.

Le CPDP recourt par ailleurs à des sources externes pour le **bitume**, les **lubrifiants automobiles**, le **white-spirit**, les **essences spéciales**, les **huiles de procédés** et les **lubrifiants industriels**.

### **CPDP - rapport annuel Intégral Pétrole**

Ce rapport sert notamment à déterminer les soutes maritimes internationales de la métropole.

#### **Sources pour les DROM**

Les données sont issues d'une enquête spécifique menée par le bureau des marchés pétroliers à la DGEC.

Du fait de leur insularité (ou quasi insularité de fait), les DROM sont très dépendants du pétrole (plus de 60 % du mix énergétique primaire), notamment pour la production électrique. Ils subissent des prix HT plus élevés qu'en métropole et sont soumis à une fiscalité différente : Taxe spéciale sur les carburants (TSC) et octroi de mer à la place de la TICPE, la TGAP et la TVA.

En comparaison de la métropole, les types de produits pétroliers considérés sur ces comptes sont un peu moins nombreux : pétrole brut, gazole/FOD, jet kérosène, GPL, fioul lourd, supercarburants (essences), bitumes, lubrifiants, et autres.

## **03) APPROVISIONNEMENT**

### **(A) Production nationale**

La France produit de faibles quantités de pétrole brut et des additifs oxygénés (essentiellement des biocarburants purs ou non). Elle ne produit plus de liquides de gaz naturel depuis 2014.

La quantité de pétrole brut extraite du territoire français est fournie par la DGEC.

Pour les additifs et composés oxygénés, la production est estimée en déduisant le solde du commerce extérieur des additifs non bio à la consommation.

### **(B) Commerce extérieur**

Les quantités et prix à l'importation, pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et les produits d'alimentation des raffineries, proviennent de l'enquête de raffinage.

Pour les additifs et composés oxygénés, la quantité d'ETBE importée est connue via la DGDDI. La part non bio de ces importations correspond à 50,6666667 % du total.

Les quantités à l'exportation et les valeurs proviennent de la DGDDI. Pour les additifs oxygénés, on applique la même méthode que pour les importations.

Concernant les condensats à destination de la pétrochimie, la source est l'enquête de pétrochimie depuis 2016. Toutefois, depuis janvier 2020, la pétrochimie de 1<sup>er</sup> niveau n'importe plus de condensat.

Pour les produits raffinés, les données proviennent de la DGDDI pour le physique et monétaire : valeurs à l'importation (CAF) et à l'exportation (FAB). Une attention particulière est portée sur l'obtention de chiffres sur le champ métropole, DROM et France entière, les deux premiers n'étant pas égaux au dernier puisque des échanges ont lieu entre DROM et métropole.

### **(C) Variations de stocks**

Elles sont égales aux différences entre stocks en début de période (correspondant à la fin de la période précédente) et stocks en fin de période (déstockage positif). Ces derniers correspondent aux stocks déclarés dans la conjoncture mensuelle du 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1. Ils sont fournis par la DGEC. Dans les DROM, il s'agit notamment des variations des stocks disponibles auprès de

la SARA qui concernent des stockages (peut-être les principaux) en Martinique, Guadeloupe et Guyane.

#### **(D) Transferts, retours et produits recyclés**

L'approvisionnement en produits pétroliers inclut également des statistiques de transferts et de retours : ces flux témoignent de l'application des règles internationales. On considère en effet comme produit « brut » ou à distiller, tout produit entrant en raffinerie. A contrario, on considère comme produit « raffiné » tout produit utilisé sans raffinage complémentaire.

Ainsi, du point de vue des produits à distiller, on compte en approvisionnement complémentaire les produits importés et utilisés comme charges de raffinage (historiquement principalement du fioul lourd mais à partir d'octobre 2019 une proportion importante de < gazole + naphta >). On compte également les retours en raffinerie, qui correspondent à des produits finis retournés des installations pétrochimiques vers les raffineries. Ces échanges comptables sont comptés positivement du point de vue de l'approvisionnement en produits « bruts », et négativement du point de vue des produits « finis ».

Il existe également des transferts dans l'autre sens : ainsi les additifs oxygénés non bio sont comptablement transférés vers le produit d'incorporation à savoir l'essence non bio. Les statistiques de l'énergie introduisent également la notion d'utilisation directe : il s'agit notamment de liquides de gaz naturel utilisés dans un but autre que la production de produits pétroliers finis. Certains condensats étaient ainsi importés pour la pétrochimie et donc utilisés directement (propane, butane, éthane, etc.). Les essences de dégazolinage de Lacq, jusqu'en 2014, étaient des Liquides de gaz naturel utilisés directement sans traitement en raffinerie (produits primaires reçus) et donc reclassés en essences.

Tous ces flux sont comptés positivement dans l'approvisionnement des produits « finis », et négativement pour les produits à distiller.

Enfin, on inclut dans l'approvisionnement des produits raffinés de faibles quantités de produits recyclés. Certaines industries valorisent en effet des déchets pour récupérer des produits tels que du fioul domestique, des fiouls lourds, des lubrifiants ou encore des mastics bitumineux. Ces produits ne sortent pas du raffinage et n'entrent pas en jeu dans le bilan des produits « bruts ».

Les produits classés en utilisation directe (liquides de gaz naturel) sont connus par le biais de la DGDDI.

Les volumes de fioul lourd importés et utilisés comme charges de raffinage sont valorisés aux cotations du fioul lourd de l'année. Des quantités devenues substantielles de gazole et de naphta destinées à subir un traitement défini (distillation sous vide ou craquage par exemple) sont également importées et connues via les Douanes.

Les quantités de retours de l'industrie pétrochimique sont issues des statistiques de raffinage des produits gaz retour vapocraqueur, essence retour vapocraqueur, fioul lourd retour vapocraqueur.

Les transferts dans les DROM correspondent à des quantités de FOD utilisées comme charges de raffinage. Comme il n'y a pas d'unité pétrochimique dans les DROM, les retours y sont inexistants.

Pour les produits recyclés, la source est l'ADEME et la société Osilub. On reporte l'estimation de production de la société Ecohuile calculable à partir du chiffre de traitement (de collecte) communiqué par l'ADEME.

Il existe aussi des transferts entre produits raffinés, même si ces flux ne sont pas identifiés par le bilan de l'énergie. Ils correspondent à des produits finis dont le classement a changé (spécifications modifiées ou mélange pour former un autre produit). On peut citer notamment :

- Le reclassement des expéditions de base kérosène de la raffinerie de Gonfreville censées être destinées à une usine de fabrication de White-spirit située en Seine-Maritime

#### **(E) Quantités entrées en raffineries**

Les quantités en raffineries sont fournies dans les statistiques de raffinage (produits traités). Elles sont par ailleurs calculées comme égales à Production nationale + apports d'autres sources + retours de l'industrie pétrochimique + produits transférés + importations - exportations - utilisation directe - variation de stocks.

L'écart entre les quantités calculées et les quantités observées fournit l'écart statistique sur les produits bruts.

#### **(F) Soutes internationales**

##### **Soutages maritimes internationaux**

En vertu de la définition de l'AIE, il s'agit de l'ensemble des soutages maritimes internationaux indépendamment des pavillons des navires.

Il peut s'agir de diesel marine léger (DML), assimilable au fioul domestique et autres gazoles, du fioul lourd et des lubrifiants.

Les carburants du transport maritime sont ventilés selon des ratios calculés par le Citepa, dans le cadre de l'élaboration des inventaires de gaz à effet de serre, à l'aide des données AIS (positionnement des navires) et des données de la Lloyd's (caractéristiques techniques des navires). Pour plus de détails, voir le rapport OMINEA (méthodologie de l'inventaire, Citepa).

Pour les lubrifiants, la source était jusqu'en 2022 le rapport annuel Intégral Pétrole du CPDP : à partir de 2023, la source disponible est les soutages mensuels français disponibles dans la base de données mensuelle du CPDP.

##### **Soutages aériens internationaux**

Les consommations de kérosène de l'aviation, et leur répartition entre aviation domestique (intra-métropole, vols métropole-DROM, vols DROM-DROM) et aviation internationale (vols métropole-international et DROM-international) proviennent du Citepa, qui retrace les statistiques de la DGAC (Direction Générale de l'Aviation Civile). Toute l'essence aviation est supposée être destinée à de l'aviation domestique.

### **04) RAFFINAGE**

Pour l'éthane, la production correspond à la consommation fournie par l'enquête sur l'activité de la pétrochimie, car ce gaz est produit par la raffinerie située sur le site pétrochimique principal consommateur d'éthane.

Pour les autres produits, la source est l'enquête de raffinage.

Il est à signaler que l'autoconsommation de gaz de raffinerie par les raffineries est déduite de la somme des emplois retranchée de la production.

### **05) CONSOMMATION**

#### **(A) Branche énergie (hors raffineries)**

Des produits pétroliers sont consommés pour la production d'électricité et/ou de chaleur. La détermination des volumes correspondants est décrite dans la partie 2.

## **(B) Consommation finale énergétique**

Dans cette partie, toutes les quantités considérées sont y compris la part de biocarburants incorporés dans les différents produits. La soustraction de ces quantités de biocarburants est faite dans un second temps.

Les quantités (en tonnes) de biocarburants incorporés dans les carburants consommés dans le secteur du transport routier (gazole routier, essence) correspondent aux consommations du bilan des ENR. La quantité totale de biocarburants incorporés dans le gazole non routier est également tirée de ce bilan des ENR, elle est répartie entre les différents secteurs consommateurs en supposant un taux d'incorporation en métropole identique pour l'ensemble des secteurs. Les consommations de produits pétroliers hors biocarburants sont alors obtenues par soustraction de ces quantités aux totaux y compris biocarburants.

### **(a) Métropole**

#### **(i) Transports**

##### **Aviation domestique**

Les consommations de kérosène de l'aviation, et leur répartition entre aviation domestique (intra-métropole, vols métropole-DROM, vols DROM-DROM), et aviation internationale (vols métropole-international et DROM-international) proviennent du Citepa. Toute l'essence aviation est supposée être destinée à de l'aviation domestique.

##### **Navigation domestique**

Les consommations de HFO, de DML et de lubrifiants de la navigation sont les quantités vendues au marché des soutes maritimes pour les navires sous pavillons français et internationaux (source : CPDP).

Les carburants du transport maritime sont ventilés selon des ratios calculés par le Citepa, dans le cadre de l'élaboration des inventaires de gaz à effet de serre, à l'aide des données AIS (positionnement des navires) et des données de la Lloyd's (caractéristiques techniques des navires).

Les consommations d'essence et de gazole de la plaisance sont estimées et affectées à la navigation domestique (source : SDES/SDST, à partir du parc de bateaux immatriculés et d'hypothèses sur les consommations horaires et de durées d'utilisation annuelles).

Les consommations de GNR du transport fluvial sont estimées et affectées à la navigation domestique (source : Citepa, à partir du transport fluvial de marchandises et de données historiques de consommations).

##### **Transport ferroviaire**

Les consommations de GNR du ferroviaire sont obtenues à partir des données de consommation fournies par l'Agence de Régulation des Transports (ART).

##### **Transport routier**

Les consommations de supercarburants (SP95, SP95-E10, SP98 et E85) et de gazole routier par le transport routier sont estimées par solde entre les ventes totales de ces produits (hors ventes au marché « Pêche et avitaillement ») et les consommations estimées des autres secteurs (navigation domestique, *cf. supra*, et agriculture, *cf. infra*). Les ventes de GPL carburant sont affectées en totalité au transport routier.

## (ii) Industrie

### Industrie hors construction

Les consommations totales (c'est-à-dire consommation finale et consommations intermédiaires destinées à être transformées en électricité et/ou chaleur commercialisée) de HFO, de GPL, de FOD-GNR (ces deux produits ne sont pas toujours distingués) et de coke de pétrole de l'industrie hors construction sont tirées de l'EACEI pour les établissements industriels de plus de 20 salariés. Ces consommations sont calculées hors division 19 (exclue du champ de l'EACEI), hors artisanat commercial (1013B, 1071B, 1071C, 1071D) et hors divisions 33 à 38 (exclues de l'industrie au sens des statistiques de l'énergie, mais partiellement intégrées au champ de l'EACEI).

Le solde entre les ventes totales de HFO et les consommations ainsi identifiées de l'industrie et de l'agriculture (cf. *infra*) est affecté, lorsqu'il est positif, au sous-secteur des industries non spécifiées.

Pour le HFO, le GPL et le FOD-GNR, l'intégralité des consommations tirées de l'EACEI est supposée être à usage énergétique. Pour le coke de pétrole, une distinction entre usage énergétique et non énergétique est réalisée à partir de l'EACEI. Lorsque les usages ne sont pas interrogés dans l'EACEI (années impaires), la part de l'usage dans les consommations d'un établissement est supposée égale à celle de l'année précédente s'il était déjà enquêté, à la moyenne de sa division sinon.

Pour les établissements de moins de 20 salariés, les consommations de FOD-GNR pour 2014 sont tirées de l'ECEI-PE<sup>3</sup> (Insee), et les consommations d'« autres produits pétroliers » issues de cette source sont assimilées à du GPL. Les consommations sont supposées être exclusivement à des fins énergétiques. On utilise ces consommations comme valeurs de référence pour l'année 2014, que l'on fait évoluer pour les autres années entre 2011 et 2024 selon les variations des secteurs correspondant dans l'EACEI.

Les consommations de FOD et de GPL de l'artisanat commercial sont tirées de l'ECET<sup>4</sup> et supposées constantes.

Le partage de la consommation FOD/ GNR est disponible dans l'enquête EACEI à partir de 2021.

En 2022, la répartition de la consommation entre le GNR et le FOD est révisée sur la période 2011-2022. Le partage moyen par secteur (division) des 2 produits entre 2021 et 2022 est désormais utilisé pour calculer leur consommation respective sur les années antérieures.

Exceptionnellement, pour la consommation de GNR de l'année 2020, un complément a été ajouté de façon à répartir entre les différents secteurs consommateurs le solde entre ventes totales et consommations sectorielles, particulièrement important en 2020 du fait de probables comportements de stockage dans un contexte de prix très bas (voir plus bas l'explication dans le secteur Tertiaire hors Défense).

---

<sup>3</sup> Enquête sur les consommations d'énergie et les investissements antipollution dans les petits établissements de moins de 20 salariés (ECEI-PE), Insee, 2014.

<sup>4</sup> Enquête sur les consommations d'énergie dans le tertiaire (ECET), Insee/SDES, 2011.

Pour obtenir la consommation finale énergétique de l'industrie hors construction, les consommations intermédiaires de FOD et de HFO destinées à la production d'électricité et de chaleur commercialisée sont soustraites à partir de l'EAPE (SDES) et de l'EARCF (SDES/SNCU).

La consommation finale de gaz de raffinerie dans l'industrie provient de l'EAPE (un établissement consomme de la chaleur produite à partir de ce gaz en cogénération).

Les sources précédentes (EACEI, ECEI-PE, EAPE, EARCF, ECET) permettent de répartir les consommations de produits pétroliers de l'industrie hors construction entre les 12 sous-secteurs industriels définis par Eurostat et l'AIE, sur la base des codes APE des établissements déclarants.

## **Construction**

Les consommations totales de la construction de FOD, de GNR et de GPL pour l'année 2015 sont tirées de l'ECEC<sup>5</sup> (SDES). Le champ de l'enquête est la France entière, les consommations sont supposées se répartir entre Métropole et Outre-Mer comme la valeur ajoutée du secteur (Insee). Les consommations sont supposées évoluer sur la période 2011-2023 comme la « Production en volume aux prix de l'année précédente » du secteur (Insee).

Exceptionnellement, pour la consommation de GNR de l'année 2020, un complément a été ajouté de façon à répartir entre les différents secteurs consommateurs le solde entre ventes totales et consommations sectorielles, particulièrement important en 2020 du fait de probables comportements de stockage dans un contexte de prix très bas (voir plus bas l'explication dans le secteur Tertiaire hors Défense).

### **(iii) Agriculture et pêche**

#### **Agriculture**

Les consommations de GNR, de FOD et de GPL de l'agriculture sont calculées à partir du RICA<sup>6</sup> (SSP). Le champ du RICA correspond aux exploitations professionnelles. Une première estimation des petites exploitations et des coopératives est ajoutée. La contribution des exploitations non-professionnelles (supposée être égale à 5 % de la consommation de l'ensemble des exploitations, estimation à partir de la masse économique), ainsi que les consommations des coopératives d'utilisation de matériel agricole (CUMA) et des entrepreneurs des territoires (EDT) en 2009 (source : SSP).

Les données de l'année N sont une estimation à partir des données de l'année N-1. Les consommations d'essence et de fioul lourd sont estimées à partir d'une enquête<sup>7</sup> portant sur l'année 2011 (SSP/SDES).

Exceptionnellement, pour la consommation de GNR de l'année 2020, un complément a été ajouté de façon à répartir entre les différents secteurs consommateurs le solde entre ventes totales et consommations sectorielles, particulièrement important en 2020 du fait de probables comportements de stockage dans un contexte de prix très bas (voir plus bas l'explication dans le secteur Tertiaire hors Défense).

#### **Pêche**

Les ventes de gazole au marché « Pêche et avitaillement », connues par l'intermédiaire du CPDP, sont affectées en totalité à la pêche.

---

<sup>5</sup> Enquête consommation d'énergie dans la construction (ECEC), SDES, 2015.

<sup>6</sup> Réseau d'information comptable agricole (RICA), SSP, source annuelle.

<sup>7</sup> Enquête sur les consommations et les productions d'énergie dans les exploitations agricoles en 2011, SDES/SSP.

#### **(iv) Tertiaire**

##### **Tertiaire hors Défense**

Les consommations de GNR, de GPL (hors GPL carburant) et de FOD du tertiaire sont estimées dans un premier temps à partir des consommations fournies par le CEREN.

Des comportements de stockage, dans un contexte de prix très bas des produits pétroliers durant une partie importante de l'année 2020, ont sans doute tiré à la hausse les achats de FOD et de GNR en 2020. Les consommations étant assimilées aux achats dans le bilan énergétique, il en résulte un solde plus important que d'habitude entre ventes totales et consommations des autres secteurs. Exceptionnellement, uniquement pour les consommations relatives à l'année 2020, il a été décidé de faire évoluer la consommation de GNR du tertiaire comme les ventes totales de GNR. Le solde de GNR restant a été réparti entre l'agriculture, l'industrie et la construction au prorata de leur consommation estimée en 2020.

Les ventes de supercarburants au marché « Pêche et avitaillement », connues par l'intermédiaire du CPDP, sont affectées au tertiaire au titre de la consommation des services portuaires.

##### **Défense**

Pour rappel, les consommations de la Défense sont considérées dans le bilan national comme faisant partie du tertiaire mais comptabilisées à part (comme consommation « non classée ailleurs ») par l'AIE et Eurostat.

Les consommations de kérosène, de supercarburants, d'essence aviation, de gazole, de DML et de FOD de la Défense sont fournies par le Ministère de la Défense. Les parts dédiées aux opérations extérieures, exclues des statistiques énergétiques nationales, sont fournies produit par produit par le Ministère de la Défense (ou supposées constantes lorsqu'indisponibles).

#### **(v) Résidentiel**

La consommation de GPL du résidentiel est déterminée à partir de données de France Gaz Liquides (anciennement Comité Français du Butane et du Propane), en appliquant aux ventes civiles totales de GPL la part des ventes au marché domestique calculée pour les membres de France Gaz Liquides (environ 99 % du marché).

Une première estimation de la consommation de FOD du résidentiel est estimée à partir des données du Ceren.

Les ventes de pétrole lampant sont affectées en totalité au résidentiel.

#### **(i) Calage sur les données de consommation totales**

Afin de caler les consommations métropolitaines de fioul domestique, gazole non routier et GPL sur les données de ventes du CPDP, un programme d'optimisation sous contraintes est ensuite mis en œuvre. Ce dernier est appliqué sur les données du CEREN (tertiaire et résidentiel), des CUMA, de l'ECEI et de la construction et vise à minimiser les variations induites par le calage de ces données initiales pour atteindre les totaux du CPDP.

#### **(b) DROM**

Les observatoires locaux de l'énergie dans les DROM fournissent au SDES une répartition des

consommations, pour chacun de ces produits pétroliers, entre les grands secteurs consommateurs. Si un produit n'est pas réparti, ou réparti à un niveau plus agrégé que nécessaire, une estimation est réalisée DROM par DROM, sur la base de données historiques. Ces répartitions sont appliquées aux données de mises à la consommation issues de la DGEC. La méthode de répartition de consommation des produits pétroliers dans les DROM a été ajustée en 2023 et réétalonnée entre 2011 et 2022 pour le GNR et le fioul domestique.

## **(C) Consommation finale non énergétique**

### **Pétrochimie**

Les consommations de la pétrochimie ne concernent que la métropole.

Les consommations d'éthane, de GPL, de naphta, de fioul domestique et autres gazoles sont connues via l'enquête Pétrochimie (livraison de charge pétrochimique des vapocraqueurs) auxquelles on soustrait les retours de la pétrochimie aux raffineries des produits correspondants. Sont aussi connus via l'enquête Pétrochimie les produits catégorisés sous « autres » (oléfines, dont propylène produit en raffinerie, aromatiques, etc.).

Pour le GPL, on ajoute à ce montant la consommation de l'entreprise Lyondell, non couverte par l'enquête sur la pétrochimie.

### **Construction**

Il s'agit de la consommation de bitume pour le BTP. Les volumes sont issus du montant des ventes de bitume mentionné dans le rapport annuel du CPDP, auquel on retranche un montant forfaitaire pour les industries autres que la construction (cf. infra). On y ajoute, pour les DROM, le solde du commerce extérieur.

### **Autres industries**

Les consommations non énergétiques de l'industrie, hors construction et pétrochimie, peuvent concerner :

- Le White-spirit et essences spéciales : on y affecte le total des montants de ventes de white-spirit et de ventes d'essences spéciales, mentionnés dans le rapport annuel du CPDP. Pour les DROM, il s'agit du solde du commerce extérieur.
- Les lubrifiants : on y affecte le montant des lubrifiants industriels y compris les huiles de procédés dans le rapport du CPDP.
- Une consommation forfaitaire de bitumes : autour de 50 kt, qui étaient mentionnés dans un ancien rapport annuel du CPDP
- Les paraffines et cires : on y affecte le montant des livraisons calculées (production + solde du commerce extérieur + variation de stock), en supposant donc un écart statistique nul
- Le coke de pétrole : on y affecte une part de consommation non énergétique, estimée via l'EACEI. Dans le secteur des métaux non ferreux, l'intégralité de la consommation du coke de pétrole est considérée comme de la consommation non énergétique (fabrication d'électrode notamment)

### **Transports et autres secteurs**

Le reste des consommations non énergétiques concerne des lubrifiants. On affecte au secteur de l'agriculture un montant d'environ 80 kt modulables selon la SAU (surface agricole utile) de l'année. On affecte au tertiaire les quantités supposées vendues directement aux armées (donc exclues des ventes civiles sur le marché intérieur), mais qui sont très faibles, autour de 1 kt par an.

La quantité des lubrifiants automobiles figurant dans le rapport CPDP, auquel on soustrait les consommations affectées à l'agriculture, est supposée être à usage de transport.

Pour les DROM, la consommation de lubrifiants est supposée égale au solde du commerce extérieur et peut se répartir entre 75 % pour le transport et le reste pour l'agriculture.

### III. Bilan monétaire du pétrole brut et des produits pétroliers

#### 01) PRÉSENTATION DU BILAN MONÉTAIRE

Le bilan monétaire pétrole et des biocarburants est établi de manière cohérente avec le bilan physique. La dépense totale de produits pétroliers et biocarburants est obtenue en valorisant les consommations de ces produits par un prix moyen. Du côté des ressources, le solde entre, d'une part, la dépense totale augmentée des taxes et, d'autre part, les coûts d'approvisionnement (soldes échanges extérieurs, production primaire, variations des stocks) ainsi que les taxes, représente les marges de transport et de commercialisation à l'écart statistique près (lié aux sources différentes utilisées pour la valorisation des ressources et des emplois et à l'incertitude statistique de ces estimations).

#### 02) SOURCES DE DONNÉES

##### (A) Prix des produits pétroliers raffinés – base de la DGEC

La source principale de prix à la consommation est la base des prix moyens à la consommation de la DGEC, qui transmet ces prix aux services de la Commission européenne. Tout distributeur (compagnie pétrolière, centrale d'achat des grandes et moyennes surfaces, indépendant) qui commercialise auprès des consommateurs en métropole des carburants, du fioul domestique et du fioul lourd est tenu de déclarer ses prix de vente moyens hebdomadaires (chaque lundi) nationaux à la DGEC. Les indicateurs de prix couvrent la France métropolitaine (hors Corse). Il s'agit des prix réellement acquittés par le consommateur final, ces indicateurs permettent de calculer un prix hors toutes taxes (hors TVA, TICPE et autres taxes) et un prix toutes taxes comprises. Les prix sont exprimés en euros courants par hectolitre ou en euros courants par tonne pour le fioul lourd, ils sont tous convertis en €/tonne pour cette analyse.

Les produits couverts par cette source sont les suivants : le supercarburant sans plomb 95 (SP95), le supercarburant sans plomb 98 (SP98), le supercarburant sans plomb 95-E10 (SP95-E10), le gazole routier, le gazole non routier, le gaz de pétrole liquéfié carburant (GPLc), le fioul domestique (livraison de 2 000 à 4 999 litres), le fioul domestique (livraison supérieure à 27 000 litres), le fioul lourd « TBTS » (Très Basse Teneur en Soufre, inférieure ou égale à 1 %).

#### 03) RESSOURCES

##### (A) Commerce extérieur, production nationale et variations de stocks

###### Production nationale

La production nationale hors part non bio des additifs est valorisée au prix donné par l'enquête de raffinage, approvisionnement France uniquement.

Celle de la part non bio des additifs est valorisée à l'aide du prix d'importation de l'ETBE et du prix à la production de l'éthanol de la FAO.

## Commerce extérieur

Les quantités et prix à l'importation, pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et les produits d'alimentation des raffineries, proviennent de l'enquête de raffinage. Les charges et retours sont néanmoins valorisés par approximation conventionnelle au prix de cotation du fioul lourd.

Dans les DROM, pour des raisons techniques et de réglementations sur les carburants, le but traité par la SARA est du brut de la mer du Nord. Le prix suit celui du brut importé en France mais avec un surcoût de 5 à 10 %, à cause de coûts de transport plus importants.

Les quantités à l'exportation et les valeurs proviennent de la DGDDI. Pour les additifs oxygénés, on applique la même méthode que pour les importations.

Concernant les condensats à destination de la pétrochimie, on dispose des quantités et valorisations correspondantes des condensats importés par les installations pétrochimiques, à partir de 2013. Les importations de condensats pour la pétrochimie sont valorisées au prix douanier jusqu'en 2015 inclus. À partir de 2016, on retient la quantité et le prix indiqué explicitement par le pétrochimiste, en cohérence avec la consommation de condensats déclaré dans l'enquête de pétrochimie.

Pour les produits raffinés, les valeurs à l'importation (CAF) et à l'exportation (FAB) proviennent de la DGDDI. Une attention particulière est portée sur l'obtention de chiffres sur le champ métropole, DROM et France entière, les deux premiers n'étant pas égaux au dernier puisque des échanges ont lieu entre DROM et métropole.

## Variations de stocks

Les stocks sont valorisés au prix annuel moyen de marché pour les produits dont les cotations sont disponibles (Gazole/FOD, Fioul lourd, essence, kérosène, naphta). Pour le GPL, le coke de pétrole les bitumes et les lubrifiants, la valorisation est au prix CAF d'importation (un déstockage est équivalent à une importation du point de vue de l'approvisionnement en produits finis à production donnée). Pour le brut, les stocks sont aussi valorisés au prix moyen CAF d'importation (la variation de stocks est équivalente à une hausse/baisse des importations). Pour les autres produits pétroliers, la valorisation est effectuée avec le prix à la production (voir ci-dessous).

Dans les DROM, il s'agit uniquement des variations des stocks disponibles auprès de la SARA. Pour tous les produits, la valorisation est au prix CAF d'importation (un déstockage est équivalent à une importation du point de vue de l'approvisionnement en produits finis à production donnée).

## Transferts, retours et produits recyclés

Les volumes de fioul lourd importés et utilisés comme charges de raffinage sont valorisés aux cotations du fioul lourd de l'année. Des quantités de gazole et de naphta destiné à subir un traitement défini (distillation sous vide ou craquage par exemple) sont également importées et connues via les Douanes. Elles sont valorisées à partir de données des Douanes.

Les retours aux raffineries de l'industrie pétrochimique sont valorisés aux cotations de marché, quel que soit le produit concerné sauf pour le GPL dont on retient le prix moyen du gaz naturel NBP à Londres .

En ce qui concerne les retours, les montants sont ceux indiqués dans la ligne de consommation intermédiaire (secteur Transformation – industrie pétrochimique (retours aux raffineries)).

Les transferts dans les DROM correspondent à des quantités de FOD utilisées comme charges de raffinage. La valorisation est au prix CAF du fioul domestique importé.

Le prix des additifs non bio transférés est obtenu à partir des données DGDDI. Pour les utilisations directes, le prix est estimé à partir de cette même source et des cotations des produits raffinés à Rotterdam (Reuters, DGEC).

### **Quantités entrées en raffineries**

Elles sont valorisées comme égales à Production nationale + apports d'autres sources + retours de l'industrie pétrochimique + produits transférés + importations - exportations - utilisation directe - variation de stocks.

## **(B) Soutes internationales**

### **Soutages maritimes internationaux**

Les soutes internationales étant totalement exemptées de TICPE, les prix pour les carburants concernés sont :

- diesel marine léger : prix HTT du fioul domestique de la DGEC (pour des livraisons supérieures à 27 000 litres).

- fioul lourd : prix HTT de la DGEC.

Les lubrifiants soutes sont considérés intégralement comme des soutes maritimes internationales, par souci de simplification. Leur prix est calculé comme suivant le prix du Brent daté sur la base d'un prix de 1000 €/t en 2011.

Dans les DROM, le diesel pour la navigation internationale est exempté totalement de droits et taxes<sup>8</sup> et donc est HTT. La valorisation se fait avec le prix CAF, en négligeant les marges de commerce. Celles-ci doivent en effet être faibles, l'avitaillement étant effectué directement dans les ports d'importation.

### **Soutages aériens internationaux**

Le kérosène est exonéré de TICPE et de TVA pour l'aviation domestique et internationale pour les usages commerciaux des compagnies aériennes. On suppose que c'est le cas de l'intégralité du kérosène consommé en France. Les prix effectivement payés par les compagnies aériennes pour le kérosène sont difficilement identifiables avec précision. En effet, les compagnies n'achètent pas au comptant leur carburant mais à l'avance, souvent en dollars et utilisent des couvertures sur les taux de change et le cours du brut. En outre, la source ESANE de l'Insee donnant les achats de carburant en euros par les entreprises françaises de transport aérien n'est pas utilisable, ces achats concernant à la fois les achats en France et à l'étranger.

Faute d'autres données, le prix est basé sur la cotation NWE, en ajoutant une marge brute pour la distribution de 1,5 %<sup>9</sup> (données US IEA de 2011). Il serait également possible d'utiliser les prix CAF d'importation, près de 50 % du kérosène consommé étant importé. Au final, l'écart de ce prix avec les cotations est faible, ± 1 à 2 % selon les années. Les cotations sont utilisées dans la version actuelle.

Dans les DROM, le kérosène est exonéré de TSC et d'octroi de mer pour l'aviation domestique et internationale pour les usages commerciaux des compagnies aériennes. On suppose que c'est le cas de l'intégralité du kérosène consommé dans les DROM. Tout comme en métropole, le kérosène est donc valorisé au prix CAF d'importation (majoré d'une marge estimée à 1,5 %).

---

<sup>8</sup> Article 190 du code des douanes.

<sup>9</sup> Cette marge semble quand même assez faible, recherche en cours d'autres sources non encore abordées.

## (C) Raffinage

### Prix

La valorisation de la production des raffineries se fait :

- pour les produits faisant l'objet de commerce extérieur (i.e. tous les produits pétroliers à l'exception des gaz de raffinerie et de l'éthane), avec un prix égal à la moyenne pondérée du prix à l'importation et du prix à l'exportation :

$P = \text{prix d'import} * (\text{import}/\text{import}+\text{export}) + \text{prix d'export} * (\text{export}/\text{import}+\text{export}) ;$

- pour ceux qui ne font pas l'objet d'échanges extérieurs (gaz de raffinerie), et le fioul domestique, avec le prix des cotations marché Europe Rotterdam du gazole 0,1 % S ;

- pour les autres produits pétroliers (éthane, whitespirit, paraffine, etc.) avec le prix du brut à la production issu de l'enquête raffinage.

En 2020, le calcul se fonde sur les prix mensuels appliqués aux quantités produites et non sur les prix annuels car les prix des produits raffinés ont été particulièrement chahutés du fait de la crise sanitaire et les quantités importées, produites et exportées ont connu des mouvements infra annuels différenciés ou en décalage de phase (la production a été particulièrement faible au printemps, ce n'est pas le cas des importations particulièrement élevées à cette période ni même des exportations qui ont été particulièrement réduites en juin).

L'autoconsommation des raffineries est valorisée au prix cotations marché Europe (et prix CAF à l'importation pour le GPL). Les « autres produits » sont valorisés à un prix intermédiaire (la pondération du prix combine pour les 2/3 le prix du fioul domestique (dit gazole 0,1 %) et pour 1/3 le prix du pétrole brut importé).

Dans les DROM, faute de données sur les prix de vente ou les coûts de production réels de la raffinerie SARA, la production est valorisée au prix d'importation CAF pour tous les produits.

### **Pertes de raffinage et solde monétaire associé**

La différence entre la production, nette de l'autoconsommation, des produits raffinés en raffinerie et la livraison de produits d'approvisionnement des raffineries correspond aux pertes de raffinage.

Le solde monétaire correspondant peut s'apparenter à une marge du secteur du raffinage mais peut toutefois présenter des écarts avec celle calculée et diffusée par la DGEC. Cette dernière s'appuie en effet non pas sur des données réelles mais sur un modèle théorique de raffinerie en prenant en compte en outre un ensemble plus vaste de charges (dépenses de gaz naturel notamment).

## (D) Taxes et écart statistique

### **Taxe affectée au stockage des produits pétroliers au profit du Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP).**

Ces taxes sont payées par les opérateurs pétroliers au prorata des quantités mises à consommation. Les taux (entre 0,6 €/hl et 1,2 €/hl) et le montant total tous produits sont connus.

Les opérateurs pétroliers autres qu'entrepôts agréés versent cette taxe à la DGDDI pour le compte du CPSSP. En contrepartie, le CPSSP est chargé de constituer les stocks correspondants. Quant aux entrepôts agréés, ils réalisent leur obligation, pour une part eux-mêmes et, pour le reste, par l'intermédiaire du CPSSP, en versant une rémunération. Une partie seulement des entrepôts et des approvisionnements est donc soumis à cette taxe, l'autre partie réalisant l'obligation légale de stockage en interne.

Comme il n'est pas évident de réaliser cette distinction entre entrepositaires agréés ou non, on privilégie une approche « top down » plutôt que « bottom up ».

Le montant recouvré de cette taxe est réparti entre les différents produits finis en tenant compte de l'exemption du GPL, du naphta, du bitume, du coke et des « autres produits ». Par manque de données précises, le montant de cette taxe n'est pas réparti entre les postes de consommation.

### **Taxe incitative à l'incorporation de biocarburants (TIRIB ; ex-TGAP sur les carburants)**

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, a été mis en place un dispositif d'incitation à l'incorporation, dans les supercarburants et le gazole, de biocarburants d'origine agricole, sous la forme d'une composante de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). Le montant de la taxe à payer dépendant du pourcentage de biocarburant incorporé dans le carburant commercialisé. Si ce taux (x %) est égal ou supérieur au taux de l'objectif de l'année, aucune TGAP n'est due. Si ce taux est inférieur au taux objectif de l'année, le distributeur doit acquitter une TGAP ainsi calculée.  $TGAP = (\text{Valeur forfaitaire douanière du produit} + \text{montant des droits et taxes spécifiques payés lors de la mise à la consommation}) \times (\text{taux de l'objectif} - x)$ .

Dans les faits, la taxe est uniquement significative pour les supercarburants, les objectifs étant quasi atteints depuis 2011 pour le gazole.

La TGAP sur les carburants est devenue en 2019 la taxe incitative à l'incorporation de biocarburants (TIRIB). Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022, elle est appelée taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT), elle est étendue aux carburéacteurs<sup>o</sup>.

### **TSC et octroi de mer dans les DROM**

La TSC s'applique uniquement sur les carburants routiers. Il s'agit d'une accise (similaire à a TICPE), dont les taux, en €/hl, sont décidés par les collectivités.

Pour les carburants, l'octroi de mer est assimilable à un droit de douanes. Un pourcentage s'applique sur le prix CAF. Le montant est donc dépendant des cotations.

Les consommations pour l'aviation, la pêche et la navigation domestique sont supposées exonérées d'octroi de mer.

### **TICPE**

La Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques (TICPE) est la principale taxe que supportent les produits pétroliers en Métropole. Il s'agit d'un droit d'accise.

Par défaut, les montants de TICPE sont obtenus en multipliant, pour chaque secteur et chaque produit, les volumes de consommations (*cf. supra*) par les taux légaux fixés à l'article 265 du code des Douanes. Propres à chaque produit, ces taux peuvent évoluer chaque année avec la législation, et notamment par le biais de la composante dite « carbone » des taxes intérieures de consommation. Mise en place par l'article 32 de la loi de finances pour 2014, elle module la fiscalité des différents produits en fonction des émissions de CO<sub>2</sub>. Le taux de la composante carbone a progressivement augmenté, à 7 €/tCO<sub>2</sub> en 2014, 14,5 €/tCO<sub>2</sub> en 2015, 22 €/tCO<sub>2</sub> en 2016, 30,5 €/tCO<sub>2</sub> en 2017 et 44,6 €/tCO<sub>2</sub> pour 2018. Il est à ce jour gelé depuis 2018.

Des majorations et des exonérations totales ou partielles de cette taxe, elles aussi susceptibles d'évoluer avec la législation, sont prises en compte selon une méthodologie décrite ci-après.

Dans la **branche énergie**, les consommations destinées à la production d'électricité comme activité principale sont exonérées.

Pour les consommations finales énergétiques du **transport routier**, le taux moyen de TICPE en France continentale avant remboursements est déterminé à partir de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC, qui prend en compte la majoration régionale applicable aux carburants routiers. La majoration régionale en Corse est appliquée au volume des ventes « article 179 » dans cette région.

Pour tenir compte des différents taux réduits en vigueur dans le transport routier, il est supposé que :

- Les exonérations au titre de l'article 265 sexies du code des Douanes (exploitants de taxis) correspondent aux dépenses fiscales des annexes « Voies et moyens » des projets de *Loi de finances*. Ces exonérations permettent de déduire une consommation correspondante ;
- Les consommations bénéficiant d'un taux réduit au titre de l'article 265 septies du code des Douanes (transport routier de marchandises par des véhicules de PTAC supérieur à 7,5 t) sont égales à la somme des consommations des poids lourds français en Métropole et 25 % des consommations des poids lourds étrangers en métropole, toutes deux tirées du *Bilan de la Circulation* (SDES) ;
- Les consommations bénéficiant d'un taux réduit au titre de l'Article 265 octies du code des Douanes (véhicules affectés au transport public routier en commun de voyageurs) correspondent aux consommations des bus et cars tirées du *Bilan de la Circulation* (SDES) ;
- Le solde entre les consommations routières totales et ces consommations correspond à des usages n'ouvrant pas droit à remboursement, pour lesquels le taux plein de TICPE s'applique.

Pour les consommations finales énergétiques de l'**industrie**, il est supposé que :

- Les consommations bénéficiant d'une exonération de TICPE au titre de l'article 265 C du code des Douanes (produits utilisés dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques) correspondent aux consommations du secteur des « Minéraux non métalliques », soit l'intégralité de la division 23 de la NAF rév. 2 ;
- Les consommations bénéficiant d'un taux réduit de TICPE au titre de l'article 265 nonies du code des Douanes correspondent aux secteurs « Papier et Carton », « Chimie », « Métaux non ferreux » et « Sidérurgie », soit les divisions 17, 18, 20 et 24 de la NAF rév. 2.

Pour les consommations finales énergétiques des **autres secteurs**, certains taux pleins de TICPE sont remplacés par des taux spécifiques en supposant que :

- L'intégralité des consommations du secteur de l'agriculture bénéficient des remboursements prévus par l'article 32-II de la *Loi de finances* pour 2014 ;
- Dans le secteur de la navigation domestique, les consommations hors plaisance sont exonérées de TICPE, au titre de l'article 265 bis (1-c : navires utilisés à des fins commerciales ; 1-e : transport de marchandises sur les voies navigables intérieures) du code des Douanes ;
- Toutes les consommations de kérosène de l'aviation domestique bénéficient de l'exonération prévue par l'article 265 bis du code des Douanes (1-b : aéronefs utilisés à des fins commerciales). Les consommations d'essences aviation ne sont pas supposées en bénéficier ;

- Toutes les consommations du secteur de la Pêche bénéficie des exonérations prévues par l'article 265 bis (1-c : pêche) du code des Douanes. Depuis 2009, les consommations de la Défense ne sont plus exonérées.

Les **usages non énergétiques** sont exonérés de TICPE.

## TVA

**Hors transport routier**, la TVA concerne uniquement les ménages. Elle est calculée en appliquant un taux de 20 % (depuis 2013) à la dépense HTVA en Métropole liée aux consommations finales énergétiques :

- Du secteur résidentiel ;
- D'essence de la plaisance ;
- D'essence aviation de l'aviation domestique.

Dans le **transport routier**, la consommation des **ménages** est déterminée en appliquant à la consommation routière totale une part déterminée par le Citepa dans le cadre des travaux d'élaboration des *Comptes d'émissions atmosphériques* au format NAMEA-Air pour le compte du SDES. La méthode et les sources associées sont amenées à évoluer en 2021.

La TVA est déduite de ces consommations, des prix HTVA (*cf. infra*), et du taux plein de la TVA. Pour la Corse, le taux plein utilisé est de 13 % (*cf. infra* pour le calcul de la dépense HTVA correspondante). Ce processus est appliqué séparément pour le gazole, l'essence et le GPL.

Les **entreprises** ne récupèrent pas la TVA en intégralité pour les consommations d'essence des voitures particulières et des véhicules utilitaires légers, et les consommations de gazole des voitures particulières. Les parts récupérables sont tirées de l'article 298 du Code général des impôts. Elles sont en évolution sur la période 2016 – 2022, dans l'optique d'un alignement des fiscalités de l'essence et du gazole introduit par la *Loi de finances* pour 2017.

La consommation des voitures particulières et des véhicules utilitaires légers des entreprises est calculée comme le solde entre d'une part les consommations routières totales, et d'autre part la somme des consommations des ménages et des différentes consommations bénéficiant d'exonérations de TICPE (*cf. supra*). La répartition entre voitures particulières et véhicules utilitaires légers est ensuite effectuée à partir des résultats du Citepa « NAMEA-Air ».

La TVA est déduite de ces consommations, des prix HTVA avant remboursement de TICPE (*cf. infra*), du taux plein de la TVA, et des parts non-récupérables.

## Écart statistique

Le bilan physique fait ressortir un écart statistique pour chaque produit entre le total de l'approvisionnement et le total des consommations. Cet écart peut trouver son origine dans plusieurs phénomènes : mauvaises mesures des consommations ou de l'approvisionnement, pertes, stockage non pris en compte dans le bilan, fraudes.

Cet écart n'est pas explicitement valorisé. La valorisation monétaire de cet écart est implicitement agrégée avec la marge de stockage, transport et distribution des opérateurs pétroliers, calculée comme un solde.

## 04) CONSOMMATION

### (A) Branche énergie (hors raffineries)

Pour le gazole/FOD, la valorisation est faite au prix hors TVA moyen France DGEC >27 000 L (consommateur final industriel, y compris les centrales électriques). La consommation est

exonérée de TICPE pour la production d'électricité comme activité principale, mais pas pour l'autoproduction et cogénération.

Pour le fioul lourd, il s'agit du TBTS (< 1 % de soufre), les fiouls lourds à plus fort contenu en soufre étant interdits en France depuis 2003. La valorisation est faite avec le prix HT du fioul lourd estimé par la DGEC.

La consommation de coke pour production d'électricité est valorisée au prix d'importation (il est exempté de TICPE).

Le gaz de raffinerie est valorisé au prix du fioul lourd consommé dans les « centrales du secteur transformation » (centrales électriques, de cogénération et calogènes confondues. La part correspondant aux « autres produits divers non spécifiés » est valorisée au prix HTVA moyen du coke de pétrole consommé dans l'industrie, puisqu'ils correspondent essentiellement à des résidus de raffineries (brais).

Le GPL utilisé pour la production de chaleur (activité principale) est valorisé au prix d'importation.

Dans les DOM, la valorisation est faite au prix CAF majoré de l'octroi de mer (national + régional). Il est fait l'hypothèse de marges de transport et de commerce nulles entre la réception portuaire ou la sortie de raffinerie et les centrales thermiques.

## **(B) Consommation finale énergétique**

### **(a) Consommation du secteur des transports**

#### **Aviation domestique**

Le prix du kérosène pris en compte est le même que pour les soutes aériennes internationales.

Le prix TTC l'essence aviation en 2017 provient d'une observation à l'aéroport de Colmar (1,814 €/l TTC). Pour les autres années, le prix HTT est supposé évoluer comme celui du SP-98 de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

#### **Navigation domestique**

Le fioul lourd est valorisé avec le prix HTT de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* DGEC.

Les carburants de type diesel sont valorisés avec le prix HTT fourni par la DPMA.

L'essence est valorisée avec le prix TTC calculé pour le transport routier (*cf. infra*).

#### **Transport ferroviaire**

Le prix du GNR est communiqué annuellement par la SNCF.

#### **Transport routier**

Les prix TTC avant tout remboursement des carburants routiers en France continentale (GPLc, gazole routier et supercarburants) sont tirés de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC. Pour les supercarburants, la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC distingue SP95, SP95-E10 et SP98 : un prix moyen est déterminé en pondérant par les volumes de ventes de ces trois carburants.

Les prix TTC en Corse sont déterminés à partir d'un rapport de l'observatoire régional économique de Corse, qui trouve un rapport de 1,05 entre la Corse et le continent pour le SP95 TTC et de 1,10 pour le gazole TTC en 2016. Les prix des années précédentes sont déduits des prix DGEC France continentale sur la base du même ratio.

La répartition des volumes de carburants vendus entre Corse et France continentale provient des données locales d'énergie.

## **(b) Consommation de l'industrie**

### **Industrie hors construction**

Les consommations finales énergétiques de fioul lourd, de FOD-GNR, de coke de pétrole et de GPL dans l'industrie hors construction sont détaillées selon douze sous-secteurs industriels. Pour chacun de ces produits et secteurs, un prix moyen HTVA est déterminé à partir des informations de l'EACEI sur les achats (volumes et dépenses associées).

### **Construction**

Le GNR et le fioul domestique sont valorisés pour l'année 2015 à partir d'un prix HTVA tiré de l'ECEC. Pour les autres années, l'évolution du prix HTVA est supposée être la même que celle du prix pour des livraisons inférieures à 5 000 litres de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

## **(c) Consommation du tertiaire**

### **Tertiaire hors défense**

Le GNR et le fioul domestique sont valorisés à partir du prix HTT du fioul domestique (livraisons inférieures à 5 000 litres) tiré de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

Le prix HTT du GPL combustible est déterminé à partir du prix HTT du propane vrac du secteur résidentiel (*cf. infra*).

Les prix des essences sont ceux au détail payés par l'ensemble des consommateurs (HTVA), tirés de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

### **Défense**

Les combustibles et carburants de type diesel sont valorisés à partir du prix HTVA du gazole routier tiré de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

Le GPL combustible et les essences sont valorisés avec les mêmes prix que dans le tertiaire hors défense.

Pour le kérosène, le prix est supposé égal au prix payé par l'aviation civile.

## **(d) Consommation du résidentiel**

Le fioul domestique est valorisé au prix pour une livraison de 2 000 à 5 000 litres de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

Le prix considéré pour le GPL est une moyenne pondérée du butane et propane, dont la pondération est fondée sur les consommations par mode de livraison communiquées par France Gaz Liquides. Le prix du propane en vrac est issu d'une enquête mensuelle (volume livré et chiffre d'affaires) auprès des 5 principaux distributeurs de GPL. Le prix du butane en bouteille de 13 kg provient de l'INSEE (« Prix moyens mensuels de vente au détail en métropole - Gaz butane comprimé (13 kg), sans consigne »). Les ventes de propane en bouteille, assez faibles, sont assimilées à du butane bouteille (caractéristiques physiques proches).

Le prix du pétrole lampant est déterminé à partir d'un prix TTC distributeur (Leroy Merlin, 1,05 €/l, en bidon de 20 L) observé en 2017. Pour les autres années, le prix HTT est supposé évoluer comme celui du fioul domestique.

## **(e) Consommations de l'agriculture et de la pêche**

### **Agriculture**

Le GNR et le fioul domestique sont valorisés à partir du prix HTT du Gazole non routier (livraisons inférieures à 5 000 litres) tiré de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

Le fioul lourd est valorisé avec le prix HTT tiré de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

Le prix HTT du GPL combustible est déterminé à partir du prix HTT du propane vrac pour le secteur résidentiel (*cf. supra*).

Les prix des essences sont ceux au détail payés par l'ensemble des consommateurs (HTVA), tirés de la *Base de données des prix des carburants et combustibles en France* de la DGEC.

### **Pêche**

Le prix du « gazole pêche » est fourni par la Direction des pêches maritimes et de l'aquaculture (DPMA), à partir de relevés hebdomadaires dans un échantillon de ports français.

## **(f) Consommations dans les DROM**

Les prix des carburants routiers (essence, gazole routier) sont règlementés dans les DROM. Le prix TTC des carburants routiers pour chaque DROM provient de la DGEC. Un prix moyen est déterminé après pondération par les volumes de consommations « article 179 ».

Un prix HTT à la consommation du fioul domestique et du gazole non routier est déterminé à partir du prix moyen d'importation du gazole / fioul domestique, auquel est ajouté une marge de distribution supposée égale à 0,24 €/l.

Le prix du GPL à la consommation est supposé égal au prix moyen d'importation.

Le prix du kérosène est supposé égal au prix moyen d'importation.

## **(C) Consommation finale non énergétique**

L'ensemble des consommations non énergétiques est exonéré de TICPE.

### **Pétrochimie**

Le naphta et les gazoles sont valorisés au prix du marché de gros (cotations Rotterdam CAF). Pour le GPL, le prix donné par les pétrochimistes, y compris ceux associés aux raffineries.

### **Construction**

Le prix est estimé à partir de données de la société COLAS pour l'année 2015<sup>10</sup>. Pour les autres années, les prix sont estimés à partir du point 2015 en appliquant l'évolution des prix CAF d'importation de bitume (le solde commercial étant largement importateur pour le bitume).

Faute de données spécifiques aux DROM, les prix de détails pour la métropole sont utilisés, en ajoutant le surcoût d'importation pour les bitumes.

---

<sup>10</sup> Il s'agit plus précisément de l'écart du prix d'une émulsion à 69 % de bitume et d'une émulsion à 65 %, duquel on peut estimer le prix en €/tonne du bitume pur : 300 €/tonne. L'estimation est fragile mais ne semble pas aberrante au vu des prix CAF.

## Autres industries

Le prix utilisé pour valoriser le coke de pétrole correspond au prix pour métaux non ferreux de l'EACEI. Pour les lubrifiants pour l'industrie, on se base sur des prix HT en ligne<sup>11</sup> à partir de 2017. Les prix pour les années antérieures à 2017 sont obtenus en faisant évoluer les prix comme le prix CAF d'importation. La TGAP est prise en compte de la même manière que pour les transports (cf. *infra*).

La paraffine et le white spirit sont valorisés comme usages non énergétiques dans l'industrie après une rapide estimation d'un ordre de grandeur de prix<sup>12</sup>.

Les autres produits sont valorisés globalement avec une moyenne du prix du pétrole brut importé et du naphta, la base pétrochimique la plus utilisée.

## Transports et autres secteurs

On valorise ces lubrifiants au prix de détail, en isolant la contribution de la TGAP lubrifiants. La TVA concerne uniquement les ménages (lubrifiants du transport routier à ventiler entre entreprises et ménages si l'on veut l'isoler). La catégorie « lubrifiants » regroupe des produits de nature et de prix différents. Pour simplifier et par manque de données au niveau de la répartition des volumes, on ne détaille pas les lubrifiants en sous-produits.

Pour le prix de détail dans les transports, on se base sur des prix en ligne à partir de 2017<sup>13</sup>. Les prix pour les années antérieures sont obtenus en faisant évoluer le prix HTT comme le prix CAF d'importation. À ce prix, on ajoute la TGAP pour obtenir une estimation du prix HTVA. Les taux de la TGAP sont donnés par la DGDDI. Le montant de TGAP est obtenu par multiplication de ces taux par les volumes.

Une partie des lubrifiants est consommée par les ménages et de ce fait soumise à une TVA non déductible. Cette part est supposée égale à la part des ménages dans la consommation énergétique de tous les produits pour des usages de transport (en ajoutant l'agriculture, celle-ci étant agrégée aux transports pour les lubrifiants).

Faute de données spécifiques aux DROM, les prix de détails pour la métropole sont utilisés. Ils sont repris tel quels pour les lubrifiants (HTVA). La TGAP lubrifiant est applicable dans les DROM, aux mêmes taux que pour la métropole.

---

<sup>11</sup> <http://www.lubexcel.com>, Le produit de référence transports et agriculture est pris comme le panier de fut shell 209 L pour machines outils. Densité moyenne prise à 0,882.

<sup>12</sup> Estimation de 500 €/tonne en 2016 (grossiste en ligne) + évolution comme le naphta.

<sup>13</sup> Le produit de base de référence transports et agriculture est pris comme le bidon de 20 L texaco. Densité moyenne prise à 0,882.

# 04 Gaz naturel

## I. Généralités sur le gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange de gaz composé principalement de méthane, il est extrait de réserves naturelles souterraines. Lorsqu'il est extrait d'un gisement ou obtenu avec le pétrole brut, il se présente sous la forme d'un mélange de gaz et de liquides. Après traitement, il peut être vendu sous le terme gaz naturel. Afin de faciliter son transport, le gaz naturel peut être transformé à l'état liquide, il porte alors le nom de gaz naturel liquéfié (GNL).

Du biométhane est injecté dans les réseaux publics de gaz naturel. Il est considéré comme étant « transformé » en gaz naturel dans le bilan de l'énergie.

## II. Bilan physique du gaz naturel

### 01) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le bilan physique du gaz naturel suit la méthodologie et la présentation de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Il retrace un équilibre comptable entre des disponibilités et des emplois. Les disponibilités correspondent aux livraisons de gaz naturel nettes des pertes. Les emplois comprennent la consommation finale tant énergétique que non énergétique ainsi que la consommation de la branche énergie, notamment pour produire de l'électricité et de la chaleur. Le gaz gazeux transitant par la France (importé puis réexporté) est exclu du champ de ce bilan. Le gaz arrivé sous forme liquide (GNL) pour être exporté sous forme gazeuse à un autre pays est retracé à la fois dans les importations et les exportations.

### 02) SOURCES DE DONNÉES

Les données des comptes physiques sont produites principalement à partir des informations transmises par les transporteurs, GRDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD). La mise à disposition de données locales d'énergie en open data visées dans les décrets n°2016-973 et n°2020-196 est inscrite dans l'article 179 de la loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV).

Sa mise en œuvre avait été précisée dans deux décrets et un arrêté, datés du 18 juillet 2016 :

- le décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016 relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid, en partie codifié aux articles D111-52 à D113-5 du code de l'énergie ;
- l'arrêté du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid;

- le décret n° 2016-972 du 18 juillet 2016 relatif à la confidentialité des informations détenues par les opérateurs gaziers et par les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité assure en outre la cohérence des règles de confidentialité avec cette mise à disposition.

Le dispositif a été modifié par un décret daté du 4 mars 2020 et un arrêté daté du 6 mars 2020 ;

- le décret n°2020-196 du 4 mars 2020 modifiant les modalités de mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de chaleur et de froid;
- l'arrêté du 6 mars 2020 modifiant l'arrêté du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid.

Les données reçues concernent les consommations annuelles et les points de livraison. Ces derniers sont répartis en trois catégories de consommation définies par le décret n° 2020-196 du 4 mars 2020 :

- les points de livraison correspondant à un tarif d'acheminement T1<sup>14</sup> ou T2<sup>15</sup> et auxquels ne sont associés ni code NAF ni SIRET relèvent du secteur résidentiel ;
- les points de livraison correspondant à un tarif d'acheminement T1 ou T2 et auxquels sont associés un code NAF ou un SIRET relèvent de la catégorie des petits professionnels ;
- les points de livraison correspondant à un tarif d'acheminement T3<sup>16</sup> ou T4<sup>17</sup> sont considérés comme relevant de la catégorie des entreprises.

Outre les données locales d'énergie, le bilan physique du gaz naturel s'appuie aussi sur d'autres sources, notamment pour les approvisionnements sur les informations des gestionnaires de transport et les principaux importateurs de gaz naturel. Côté consommation, il peut s'agir de différentes enquêtes :

- l'EAPE, l'Enquête Annuelle sur la Production d'Electricité
- l'EARCF, l'Enquête Annuelle sur les Réseaux de Chaleur et de Froid
- l'EACEI, l'Enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie
- l'ECEC, l'Enquête sur les consommations d'énergie dans la construction qui porte sur l'année 2015
- l'ECEI-PE, l'Enquête sur les consommations d'énergie dans l'industries pour les petits établissements qui porte sur l'année 2014

Le Centre Interprofessionnel Technique d'Études de la Pollution Atmosphérique (CITEPA) fournit des chiffres pour les raffineries (usages énergétiques et non énergétiques) ainsi que sur l'utilisation non énergétique du gaz dans l'industrie (secteur de la chimie).

GRTgaz fournit les données de consommation de gaz dans les véhicules (y compris GNL porté).

<sup>14</sup> Le tarif T1 concerne les consommations de moins de 6 000 kWh par an.

<sup>15</sup> Le tarif T2 concerne les consommations entre 6 000 et 300 000 kWh de gaz naturel par an.

<sup>16</sup> Tarif T3 concerne les consommations de plus de 300 000 kWh de gaz naturel et moins de 5 millions de kWh de gaz naturel par an.

<sup>17</sup> Tarif T4 concerne les clients consommant plus de 5 000 000 de kWh de gaz naturel par an.

Elengy fournit les données de répartition de la consommation de GNL porté entre stations-services, industrie, carburant marin et consommation hors du territoire national. Cette répartition, associée au volume de GNL porté utilisé dans les stations-services fourni par GRTgaz, permet de déduire un volume total de GNL porté consommé en France.

Le ministère de la Défense fournit les chiffres de consommation d'énergie relevant de son périmètre.

Les données couvrent la France métropolitaine et la fréquence de collecte des données est annuelle (sauf l'ECEC et l'ECEI-PE, qui sont a périodiques).

Pour les années 2017 et antérieures, pour lesquelles la ventilation des données locales d'énergie (article 179) n'était pas disponible, le bilan du gaz naturel s'appuyait également sur une enquête dédiée, l'enquête annuelle sur les statistiques gazières (EASG). En outre, la source Clap (connaissance locale de l'appareil productif) de l'Insee était également mobilisée.

### 03) APPROVISIONNEMENT

#### (A) Production

Depuis l'arrêt définitif de l'injection du gaz du gisement de Lacq dans le réseau en octobre 2013, la production nationale de gaz naturel se limite à l'extraction de quantités très marginales de gaz de mine du bassin du Nord-Pas-de-Calais (grisou). Depuis quelques années se développent toutefois des filières de production de biométhane, dont une partie est injectée dans les réseaux de gaz. Comptablement, le biométhane injecté dans les réseaux est considéré comme une production primaire d'énergie renouvelable « transformée » en gaz naturel (apparaissant ainsi comme une consommation négative de gaz naturel par le secteur de la transformation).

Les volumes de production, tous types de gaz confondus, sont fournis par agrégation des données mensuelles fournies par GRTgaz.

#### (B) Echanges extérieurs

Les importations de gaz naturel peuvent se faire sous deux formes : gaz gazeux ou gaz naturel liquéfié (GNL). Ce dernier est ensuite très majoritairement regazéifié et injecté dans les réseaux, le reste (qualifié de « GNL porté ») étant transporté par camion-citerne à partir des terminaux méthaniers. Une partie du gaz gazeux importé est par ailleurs réexporté.

Les importations et exportations physiques sont estimées ainsi à partir de 2011 :

- Les importations et exportations de gaz gazeux sont fournies mensuellement par les gestionnaires de transport (GRTgaz et Teréga) : elles correspondent aux entrées et sorties aux points d'interconnexion frontaliers.
- Le transit de gaz gazeux déclaré par les fournisseurs (gaz qui entre sur le territoire destiné à un autre pays) est exclu des importations et des exportations.
- Pour le GNL, on suppose les exportations nulles. Les importations sont obtenues par différence entre les injections de GNL regazéifié, fournies chaque mois par GRTgaz, et les variations de stocks de GNL des terminaux méthaniers, également transmis à une fréquence mensuelle.
- Pour le GNL porté (intégré au bilan à partir de 2018), les importations en volume sont supposées égales à la quantité de GNL porté consommé sur le territoire français. Les exportations sont donc supposées nulles et les importations sont nettes des réexportations, comme pour le GNL regazéifié. Elengy fournit chaque année la répartition de la consommation de GNL porté entre stations-services, industrie, carburant marin et consommation hors du territoire national. Cette répartition, associée au volume de GNL porté utilisé dans les stations-services fourni par GRTgaz, permet de déduire un volume total de GNL porté consommé en France.

Les volumes d'importations ainsi estimés sont ventilés selon le type de contrat (court ou long terme) et le pays d'origine, suivant une clé de répartition établie à partir de données transmises mensuellement par les fournisseurs de gaz naturel.

Avant 2011, les volumes d'exportations pris en compte correspondent non aux sorties physiques mais à celles déclarées par les fournisseurs, excluant a priori le transit, tandis que les importations sont déterminées de telle sorte que le solde des échanges extérieurs corresponde au solde des échanges physiques :

Importations = Entrées réseaux – Sorties réseaux + Exportations déclarées par les fournisseurs

Il en résulte une rupture de série en 2011 pour les importations et les exportations (qui, en revanche, n'affecte pas le solde des échanges).

La ventilation par origine des importations de gaz naturel s'appuie sur les réponses mensuelles des fournisseurs de gaz naturel, dans le cadre des enquêtes de conjoncture. Le total du gaz importé, hors achat PEG, déclaré est calé par type de gaz (gaz gazeux ou GNL) sur le total des importations dont l'estimation est décrite ci-dessus (données des transporteurs auxquelles on retranche le transit de gaz gazeux). Le gaz gazeux acheté sur le marché (PEG) pour lequel l'origine est inconnue n'est pas pris en compte car il s'agit vraisemblablement d'un double compte, le gaz acheté sur le PEG a préalablement été acheminé en France par un autre acteur. Depuis 2020 des intermédiaires qui ne sont pas des fournisseurs de gaz en France mais achètent pour revendre sur le marché de gros occupent une place croissante dans les échanges. Le SDES interroge de manière complémentaire ces intermédiaires pour améliorer la connaissance des origines.

### (C) Stocks

Les stocks sont déterminés à partir des données transmises mensuellement par les gestionnaires de transport (GRTgaz et Teréga) pour le gaz gazeux et par les terminaux méthaniers pour le GNL.

## 04) CONSOMMATION ET PERTES

### (A) Consommation de la branche énergie et pertes

#### Pertes

Les données physiques de pertes de transport, distribution et stockage sont issues de la collecte d'information mensuelle auprès respectivement des gestionnaires de transport, de GRDF<sup>18</sup> et des stockeurs et terminaux méthaniers.

#### Consommation de la branche énergie

##### Consommation à des fins de transformation en électricité ou chaleur (vendue)

La consommation de gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur est issue des enquêtes EAPE (électricité avec ou sans chaleur cogénérée) et EARCF (chaleur seule).

##### Consommation des raffineries

La consommation totale sur les sites des raffineries, qu'on observe dans les données locales de gaz, peut correspondre à plusieurs usages :

- a. Des usages énergétiques (hors électricité ; i.e. chaleur autoconsommée) des raffineries ;

---

<sup>18</sup> Les pertes sur les réseaux des entreprises locales de distribution (ELD) sont estimées égales à 5% de celles de GRDF.

- b. Des usages non énergétiques des raffineries (par exemple pour produire de l'hydrogène);
- c. De la production d'électricité et de chaleur vendue (correspondant donc à une consommation du secteur de la transformation);
- d. Usages énergétiques associés à des activités de pétrochimie, qui font partie de la consommation finale d'énergie.

Les consommations c sont tirées de l'EAPE. Le Citepa fournit par ailleurs, d'une part, la consommation non énergétique b et, d'autre part, l'ensemble des consommations des raffineries à usage énergétique, vendues ou non (hors activité pétrochimique), soit a + c. La consommation énergétique de gaz du secteur du raffinage a s'en déduit en retranchant la consommation c. Enfin, la consommation d est estimée en déduisant les trois autres usages de la consommation totale issue des données locales de gaz.

## **(B) Consommation finale à usage non énergétique**

La consommation finale non énergétique<sup>19</sup> (appelée aussi usage matière première) qui relève uniquement du secteur de la chimie dans l'industrie est fournie par le Citepa.

## **(C) Consommation finale à usage énergétique**

### *Méthode pour les millésimes à partir 2018*

Une nouvelle chaîne de traitement unifiées pour tous les distributeurs et toutes les années de 2018 à 2022 a pu être mise en œuvre. Cette mise en œuvre a nécessité une rétropolation des données de 2018 à 2021.

Cette chaîne prend en entrées les consommations de gaz issues des données locales. Les consommations annuelles de la branche énergie sont issues de l'EAPE et de l'EARCF. Ces consommations sont ajoutées aux données locales. Afin de conserver le niveau de consommation une consommation égale est alors retirée des données locales.

### **Imputation d'un secteur pour les consommations des petits professionnels**

Les données de consommation des professionnels sont normalement affectées à un grand secteur (agriculture, industrie, tertiaire) elles doivent donc être réparties entre les divisions de la NAF. La présence de données manquantes entraîne une affectation en deux étapes :

Les consommations non affectées à un grand secteur d'une année sont réparties entre les trois grands secteurs au prorata des consommations de ces secteurs par régions pour l'année en question,

Les consommations affectées à un grand secteur sont réparties entre les divisions de la NAF au prorata des consommations annuelles au niveau national de ces divisions fournies par GRdF. Les tables de répartitions des années 2018 et 2019 étant de mauvaise qualité, c'est la répartition de 2022 qui est utilisée pour ces deux années

### **Imputation d'un secteur pour les consommations des entreprises**

---

<sup>19</sup> La consommation de gaz pour produire de l'hydrogène dans les raffineries est comptabilisée dans la branche énergie.

Les données de consommation des entreprises sont normalement affectées à une division de la NAF. La présence de données manquantes entraîne une affectation des consommations non affectées. Les consommations non affectées d'une année sont donc réparties entre les divisions de la NAF au prorata des consommations de ces divisions au niveau régional pour l'année en question.

Pour entrer dans la nomenclature de l'AIEA, les consommations de la division 24 (Métallurgie) doivent être affectées à une sous-classe de la NAF pour distinguer la sidérurgie du traitement des métaux non ferreux. Les consommations de cette division sont donc réparties au prorata des consommations collectées dans l'EACEI pour chaque année.

### **Imputation d'un consommateur final pour certaines consommations de la division 35 (Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné)**

Les consommations de cette division sont de plusieurs natures. Les consommations pour production d'électricité sont des consommations intermédiaires, ainsi que les consommations pour production de chaleur en vue de la revente dans un réseau de chaleur. Par contre les consommations des chaufferies isolées sont des consommations finales. De plus ces chaufferies peuvent alimenter des logements auquel cas il s'agit de consommations résidentielles ou des locaux d'activités auquel cas il s'agit de consommations du secteur tertiaire.

Les consommations annuelles pour production d'électricité sont fournies par l'EAPE. Les consommations annuelles pour production de chaleur sont fournies par l'EARCF. Le reste des consommations de la division 35 sont réparties entre consommation résidentielle et consommation du secteur tertiaire suivant un ratio 75-25.

#### **Défense**

Le ministère de la Défense fournit les chiffres de consommation.

#### **Transports**

La consommation des véhicules de GNV provient de l'observatoire du GNV de GRTgaz<sup>20</sup>.

#### **GNL porté**

La consommation est fournie par Elengy. Elle est ajoutée aux consommations des données locales après avoir été ventilée entre usages industriels, transport routier et transport maritime (négligeable). La consommation industrielle est ensuite ventilée entre tous les secteurs AIE/Eurostat au prorata des fournitures de gaz par le réseau

#### *Méthode pour les millésimes antérieurs à 2018*

Du fait de la non disponibilité des données locales d'énergie (article 179) avant 2018, d'autres sources étaient mobilisées.

La consommation de gaz naturel par l'industrie était estimée à partir des données de l'EACEI, complétées par celle de l'ECEI-PE de 2014, ainsi que par celles de l'ECET de 2011 pour les boulangeries et charcuteries (secteurs des industries agro-alimentaires non couverts par l'EACEI). La consommation finale de gaz naturel à usage non énergétique en était déduite de la même manière qu'aujourd'hui en déduisant la consommation des auto-producteurs industriels ainsi que la consommation à usage non énergétique.

---

<sup>20</sup> <https://gnv-grtgaz.opendatasoft.com/pages/observatoire/>

En ce qui concerne les transports, les mêmes sources qu'aujourd'hui étaient mobilisées. Toutefois, avant 2014, la consommation de gaz naturel pour véhicule (GNV) était estimée à partir des données de parc de véhicules avant 2014.

La consommation des autres secteurs (résidentiel, tertiaire, agriculture, industrie hors EACEI et ECET) était estimée à partir de l'EASG (éventuellement ventilée par CLAP, pour les cas où il était nécessaire de calculer des consommations à un niveau de l'APE à 5 positions, l'EASG ne fournissant des données qu'au niveau de la division), en déduisant les consommations des auto-producteurs. Cette consommation ainsi obtenue était ajustée de sorte qu'en l'additionnant au total de la consommation de la branche énergie, de l'industrie (y compris non énergétique) et des transports on obtienne le solde de l'approvisionnement et des pertes.

Plus précisément, cet ajustement était effectué via le coefficient  $a$ , calculé de la manière suivante :

$$a * \text{consommation\_autres\_secteurs} + \text{consommation\_branche\_energie} + \text{consommation\_industrie} + \text{consommation\_transports} = \text{approvisionnement} - \text{pertes}.$$

Le gaz naturel porté par camion sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) depuis les terminaux méthaniers n'était pas pris en compte.

Afin d'éviter une rupture de série entre 2017 et 2018, les données ont été rétopolées entre 2011 et 2017. Pour cela, un produit en croix a été réalisé : pour chaque série élémentaire du bilan, les données de 2011 à 2017 ont été multipliées par le rapport entre la donnée 2018 estimée par la nouvelle méthode et la donnée 2018 estimée par l'ancienne méthode. Cette méthode n'est pas appliquée aux agrégats de séries élémentaires afin de conserver la cohérence interne du bilan.

### III. Bilan monétaire du gaz naturel

#### 01) PRÉSENTATION DU BILAN MONÉTAIRE

Le bilan monétaire du gaz naturel est établi de manière cohérente avec le bilan physique. La dépense totale de gaz naturel est obtenue en valorisant la somme de la consommation du gaz naturel de tous les clients à leurs prix moyens. Du côté des ressources, le solde entre, d'une part, la dépense totale augmentée des subventions et, d'autre part, les coûts d'approvisionnement (soldes échanges extérieurs, production de gaz, variations des stocks) et d'utilisation des infrastructures gazières (transport hors transit, stockage, accès aux terminaux méthaniers et distribution) ainsi que les taxes, représente les marges de commercialisation à l'écart statistique près (lié aux sources différentes utilisées pour la valorisation des ressources et des emplois et à l'incertitude statistique de ces estimations)

#### 02) SOURCES DE DONNÉES

Les données des comptes monétaires sont produites à partir de l'enquête semestrielle sur la transparence des prix (ETP) du gaz et de l'électricité.

L'enquête a pour objet de mesurer les prix hors toutes taxes, les prix hors TVA et les prix toutes taxes comprises, en France métropolitaine hors Corse, pour l'ensemble des fournisseurs d'énergie pour différentes tranches de consommation. Depuis 2018, le détail des taxes est demandé une fois par an. Cette enquête concerne à la fois les marchés du gaz pour les clients finaux résidentiels et non résidentiels. Le gaz consommé par les centrales thermiques pour la production d'électricité seule ou la production cogénérée d'électricité et de chaleur est exclu du champ de

l'enquête ainsi que le gaz consommé pour un usage non énergétique. Les chaufferies collectives d'immeubles résidentiels sont classées dans le champ non résidentiel.

La Caisse Nationale de retraite des Industries Electriques et Gazières (CNIEG) fournit le montant total de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et la Direction générale des douanes et des droits indirects (DGDDI) celui de la taxe intérieure de la consommation sur le gaz naturel (TICGN).

Avant 2018, l'enquête annuelle sur les statistiques gazières (EASG) était mobilisée.

### 03) RESSOURCES

#### **(A) Pertes de transport, distribution et stockage**

La production du gisement de Lacq, nulle depuis 2014, était valorisée pour les années antérieures à partir de l'enquête annuelle de production (EAP). Faute d'observer son prix, la production de grisou est valorisée au prix moyen des importations de gaz naturel. La production de biométhane injecté est valorisée au prix moyen des obligations d'achat, estimé à partir de données fournies par la CRE. La subvention correspondante s'obtient en retranchant à cette valorisation le coût évité (calculé à partir de la référence de prix estimée par la CRE et correspondant à la moyenne mensuelle du prix sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage).

Les prix moyens des importations et exportations de gaz gazeux et de GNL sont estimés en rapportant les valeurs issues des statistiques douanières aux données physiques correspondantes.

Les stocks sont valorisés aux prix des importations correspondantes.

#### **(B) Coûts d'utilisation des infrastructures de transport**

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (distributions publiques et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs : GRTgaz et Teréga.

Les utilisateurs des réseaux de GRTgaz et de Teréga ont recours au réseau de transport de gaz pour plusieurs usages : le transit, qui consiste à faire passer du gaz sur ces réseaux pour l'acheminer dans un autre pays et le transport domestique qui consiste à acheminer du gaz destiné à être consommé sur le territoire national. Le bilan monétaire de l'énergie vise à évaluer les coûts d'utilisation des infrastructures liés à la consommation domestique uniquement, ce qui implique d'isoler les coûts liés au transit.

Pour cela, on collecte auprès de GRTgaz et de Teréga leurs chiffres d'affaires (CA) liés à l'acheminement, i.e. aux ventes de capacité de transport (excluant à partir de 2018 le coût du stockage suite à la réforme du coût du stockage). Une méthode est ensuite mise en œuvre pour estimer la part de ces recettes liées au transit de gaz, qui sont exclues afin de ne conserver que celles liées à la consommation nationale. La méthode utilisée repose sur les capacités souscrites en sortie du territoire national et des recettes correspondantes (tant celles de Teréga –Pirineos- que GRTgaz –Oltingue et Alveringem-), qui sont fournies par GRTgaz et Teréga. On suppose ensuite que ces sorties correspondent à des entrées via un gazoduc sur la frontière belge (on exclut les terminaux méthaniers qui alimentent des zones géographiquement proches de leur localisation). On en déduit alors les recettes d'entrée correspondantes (par une règle de trois), en tenant compte également des recettes collectées par GRTgaz à l'interconnexion Nord-Sud

jusqu'au 01/11/2018 (la fusion des zones PEG Nord et TRS à cette date ayant supprimé la tarification des capacités de transport à l'interconnexion des zones Nord et Sud).

### **(C) Coûts d'utilisation des infrastructures de distribution**

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GRDF (filiale d'Engie à 100 % qui assure la distribution pour environ 96 % du marché), 22 entreprises locales de distribution (ELD situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), Antargaz, Veolia Eau et Védig (Dalkia).

On collecte auprès de GRDF le CA lié à l'acheminement. Le CA acheminement des autres gestionnaires de distribution est estimé à partir de celui de GRDF en appliquant un coefficient multiplicatif de 5 % de 2011 à 2016, de 4,5 % en 2017, puis de 4 % à partir de 2018, d'après des estimations fournies par la CRE.

### **(D) Coûts d'utilisation des infrastructures de stockage et des terminaux méthaniers**

Les stockages souterrains de gaz en France sont gérés par deux opérateurs (Storengy et Teréga). Les ventes de capacités de stockage de gaz naturel sont tirées des comptes annuels de ces deux gestionnaires d'infrastructures.

Les terminaux méthaniers sont des infrastructures gazières portuaires qui réceptionnent du gaz naturel liquéfié (GNL) acheminé par bateau, le stockent sous forme liquide et le regazéifient pour l'injecter sur le réseau de transport de gaz naturel.

Quatre terminaux méthaniers sont aujourd'hui en service en France. Trois d'entre eux sont régulés. Il s'agit :

- du terminal de Montoir-de Bretagne (situé près de Saint-Nazaire) et de celui de Fos Tonkin (situé près de Fos-sur-Mer), gérés par la société Elengy, filiale à 100% d'Engie.
- du terminal de Fos Cavaou (situé près de Fos-sur-Mer), géré par la société Fosmax LNG, filiale d'Elengy et de Total Gaz Electricité Holding France (TGEHF).

On assimile le coût d'utilisation de chacun de ces trois terminaux au « revenu autorisé », déterminé par la CRE pour établir les tarifs d'accès des tiers aux terminaux méthaniers (ATTM).

Le dernier terminal est celui de Dunkerque, mis en service commercialement début 2017 et géré par la société Dunkerque LNG. Il bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire, pour l'ensemble de la capacité du terminal et pour une durée de vingt ans. Le coût d'utilisation du terminal de Dunkerque lié à la consommation nationale est estimé à partir de son chiffre d'affaires tel que figurant dans ses comptes annuels, après exclusion de la part des contrats de transit dans ses réceptions de gaz (cette part étant connue à partir des données transmises dans le cadre de la conjoncture mensuelle de l'énergie).

### **(E) Taxes**

#### *Méthode à partir du millésime 2018*

Les données concernant la CTA sont issues des données de l'ETP, et sont calculées de façon similaire à celles des comptes monétaires hors taxes ; la répartition des consommations entre les tranches de prix est réutilisée. Un calage est réalisé sur le montant total de CTA.

Pour la TICGN, on calcule les montants de taxe associés au résidentiel et au tertiaire (auxquels s'applique le taux complet). Des taux réduits sont appliqués au secteur de l'agriculture et de la Métallurgie (division NAF 20). Le taux de TICGN est de zéro pour les secteurs de l'énergie, (division

NAF 19 et 35) de la fabrication d'autres produits minéraux non métalliques (division NAF 23) ainsi que pour les usages de gaz comme matière première.

Le prix HTT est issu de l'ETP.

Les données de TVA sont issues de l'enquête « transparence des prix » sans recalage.

#### *Méthode pour les millésimes antérieurs à 2018*

L'enquête « transparence des prix » permettait d'estimer le montant de la TVA (payée uniquement par les ménages) et le montant global des autres taxes acquittées par les ménages.

L'étape suivante consistait d'une part à ventiler ce montant global entre les différentes taxes pour les ménages et d'autre part à effectuer la même opération pour les entreprises. Cette estimation du montant de ces taxes hors TVA était nécessaire pour passer du prix HT au prix HTVA (ou vice-versa) sur le champ des entreprises.

On estimait la Contribution au tarif spécial de solidarité gaz (CSSTG) et la contribution biométhane par application d'un coefficient multiplicatif sur la consommation. Il n'y avait pas d'exonération hormis en 2011 pour les producteurs d'électricité pour la CSSTG. La CSSTG et la contribution biométhane ont fusionné avec la TICGN à partir du 01/01/2016

L'estimation de la Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) était plus complexe en raison des nombreuses exonérations partielles et totales et reposait sur les règles suivantes :

- Les ménages étaient exemptés de TICGN jusqu'au 1er avril 2014. De 2011 à 2013, leur TICGN était donc nulle. A partir de 2015 on l'estimait en appliquant à leur consommation le taux normal. Pour l'année 2014, la consommation des ménages a été répartie mensuellement au prorata des livraisons mensuelles au réseau de distribution, de sorte à appliquer le taux de TICGN sur la consommation des trois derniers trimestres de 2014.
- L'exonération totale pour les producteurs d'électricité et de chaleur, ceux qui utilisaient le gaz en usage de matière première et ceux qui utilisaient le gaz pour la fabrication de produits minéraux non métallique (division 23) était prise en compte.
- L'exonération partielle pour les entreprises soumises au marché des quotas de gaz à effet de serre et grandes consommatrices d'énergie était appliquée aux établissements du champ EACEI de consommation annuelle supérieure à 1 TWh PCI qui tenaient lieu de « proxy » pour cette catégorie de consommateurs.
- L'exonération partielle pour tous les établissements des secteurs soumis à risque de fuite de carbone, l'agriculture, les divisions 06 (extraction d'hydrocarbure) et 19 (cokéfaction et raffinage) était également prise en compte.

Un calage était enfin réalisé sur le champ de l'industrie (consommation finale) sur les données collectées annuellement par la DGDDI après prise en compte du mode de collecte trimestriel (les données collectés une année civile prenaient en compte la consommation des 3 premiers trimestres de l'année et du 4ème trimestre de l'année précédente).

L'estimation de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) s'effectuait en 2 étapes. La CTA était d'abord estimée pour le secteur résidentiel à partir de la différence entre les prix HTVA et HTT en retirant les montants de CSSTG, contribution biométhane et TICGN estimés pour les ménages. Puis le montant de CTA était estimé pour les entreprises par solde entre le montant collecté par la CNIEG et le montant estimé pour les ménages. Ce solde était ventilé au niveau des autres secteurs au prorata de la consommation.

Les montants de taxes ont été rétro-polés entre 2011 et 2017 de la même manière que les données de consommation physique (cf. supra).

## 04) CONSOMMATION

### (A) Consommation de la branche énergie et pertes

Les pertes sont valorisées au prix de marché moyen : à partir de 2019, celui de la zone unique née de la fusion des zones PEG Nord et PEG Sud (TRS) au 01/11/2018 ; pour les années antérieures, celui du PEG Sud pour les pertes de Teréga et celui du PEG Nord pour celles des autres opérateurs.

Les consommations à des fins de production d'électricité ou de chaleur commercialisée sont valorisées centrale par centrale à partir de l'enquête « Transparence des prix », en appliquant le prix moyen (et en distinguant le prix HTVA et les taxes) de la tranche de consommation à laquelle appartient la centrale :

Professionnels	Tranche (en MWh PCS)
I1	0 à 278
I2	278 à 2 778
I3	2 778 à 27 778
I4	27 778 à 277 778
I5	277 778 à 1 111 112
I6	1 111 112 et plus

### (B) Consommation finale à usage non énergétique

On associe également le tarif de la tranche I6 à la consommation finale non énergétique (usage matière première).

### (C) Consommation finale à usage énergétique

*Méthode à partir du millésime 2018*

- Consommation hors résidentiel

Les consommations physiques sont valorisées à l'aide de données de prix HTVA et de données de taxes issues de ETP. L'enquête donne un prix moyen par tranche de consommation pour les clients professionnels (*cf. supra*).

À partir des données locales d'énergie (article 179) au niveau IRIS et adresse, les consommations sont ventilées par tranche de prix ETP :

- Au niveau de chaque adresse, la consommation totale par grand secteur permet un classement au sein d'une tranche de prix ETP ;
- Puis au niveau de chaque IRIS, on affecte le reliquat de consommation (i.e. la différence entre la consommation de l'IRIS et la somme des consommations identifiées à l'adresse) au sein d'une tranche de prix ETP suivant la consommation moyenne par PDL par grand secteur.

Le cumul sur la France entière donne alors, pour chaque grand secteur, une répartition des consommations entre les tranches de prix.

Les consommations du secteur de la sidérurgie (division NAF 24) sont valorisées à l'aide de l'EACEI pour le prix HTVA.

- Consommation du résidentiel

Pour l'ETP, le champ résidentiel correspond aux abonnements des particuliers. Les consommations de gaz des chaufferies d'immeubles ou d'ensembles d'immeubles ne font pas partie du secteur résidentiel. Les consommations résidentielles de gaz doivent donc être séparées entre consommation individuelle et consommation collective. Les consommations individuelles sont valorisées avec le prix résidentiel de l'ETP. Les consommations collectives sont valorisées d'une façon analogue au secteur non résidentiel en fonction de la tranche de consommation.

La répartition des consommations résidentielles entre consommation individuelle et consommation collective se fait à l'aide de consommation individuel annuelle totale de gaz naturel publiée par la CRE. Les consommations résidentielles de chaque année sont cumulées (en commençant par les consommations par PDL les plus faibles) jusqu'à l'obtention du total de la CRE. Les consommations cumulées sont alors considérées comme des consommations individuelles, les autres comme des consommations collectives.

- GNL et GNC

Le prix associé au GNL porté est supposé égal au prix du gaz à l'importation, faute de source spécifique.

Les prix associé au GNC est le prix moyen du gaz dans le secteur des transport.

### *Méthode pour les millésimes antérieurs à 2018*

Pour l'industrie (y compris consommation finale non énergétique), l'enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI) était mobilisée pour déterminer le prix d'achat du gaz naturel HTVA pour les établissements de plus de 20 salariés. Pour les établissements de moins de 20 salariés, on utilisait le prix HTVA fourni par l'enquête ECEI-PE (données de 2014), qui était supposé évoluer comme le prix moyen issu de l'EACEI pour la tranche de consommation et la division de l'établissement concerné. Pour les boulangeries, charcuteries, pâtisseries, le prix HTVA fourni par l'enquête sur les consommations d'énergie dans le tertiaire (ECET) réalisée en 2011 était supposé évoluer comme le prix issu de l'enquête « transparence des prix » pour la tranche de consommation de l'établissement concerné. Le prix HTT était obtenu en retranchant les taxes hors TVA.

Pour les producteurs principaux et le raffinage, on utilisait les prix moyens annuels HTVA de l'EACEI calculés pour les établissements avec une consommation de plus d'1TWh PCI sur l'ensemble du champ EACEI (les « gros consommateurs »). On en déduisait la valorisation HTT en retirant le montant des taxes hors TVA. Pour les auto-producteurs, on utilisait les prix soit de l'EACEI (pour l'industrie) soit de l'EASG (pour les autres secteurs), ce qui permettait d'obtenir des prix HTVA (pour l'industrie) et HTT (pour les autres secteurs). On en déduisait des prix HTT (resp. HTVA) en retirant (resp. en ajoutant) les taxes hors TVA.

Pour le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture, le prix HTT était fourni par l'EASG. Les prix HTVA pour les différents secteurs et le prix TTC pour le résidentiel en étaient déduits par ajout des

taxes correspondantes. La valorisation (HTT) des données du transport s'effectuait à partir des données de l'EASG (APE 4950Z pour les transports par conduite et division 49 pour le transport routier). On en déduisait le prix HTVA par ajout des taxes.

Les dépenses en gaz naturel des différents secteurs ont été rétropolées entre 2011 et 2017 de la même manière que les données de consommation physique (cf. supra).

# 05 Charbon

## I. Généralités sur le charbon

Les **combustibles minéraux solides (CMS), ou produits du charbon**, désignent plusieurs types de charbon et de produits dérivés du charbon. Il existe trois grands types de produit.

Le **charbon primaire** est un combustible fossile constitué de matière végétale carbonisée, à l'aspect physique d'un roc brun ou noir. Les types de charbon se différencient par leurs caractéristiques physiques et chimiques. Cette catégorie regroupe l'antracite, le charbon à coke, les autres charbons bitumineux, les produits de récupération, le charbon sous-bitumineux et le lignite. Les quatre premiers produits sont couramment regroupés sous le terme de *houille*. C'est le charbon le plus utilisé en France.

Le charbon récupéré est collecté sur les terrils. Il est exploité notamment pour produire de l'électricité.

L'antracite, les autres charbons bitumineux et les produits de récupération sont consommés d'une part dans les installations de production électrique, et d'autre part dans l'industrie (sidérurgie, autres industries).

Le charbon à coke est essentiellement utilisé dans les fours des cokeries afin de produire du coke. Le lignite est un charbon dont le pouvoir calorifique est inférieur à celui de la houille. Il est surtout utilisé dans l'industrie et la sidérurgie.

Le charbon sous-bitumineux, ainsi que la tourbe et les schistes et sables bitumineux, ne sont ni produits ni consommés à des fins énergétiques en France. Ils ne font donc pas l'objet d'un suivi dans ce cadre.

Les **charbons dérivés** englobent les combustibles fossiles solides produits par transformation du charbon. Ils incluent les agglomérés et les briquettes (briquettes de lignite et briquettes de tourbe), le coke de cokerie, le coke de gaz, le goudron de houille.

Les agglomérés sont un combustible dérivé de fines ou de poussière résiduelle de houille. Ce charbon finement divisé est pressé pour fabriquer une briquette avec ou sans agent liant. Ils sont consommés dans l'industrie et le résidentiel-tertiaire.

Les briquettes de lignite sont des agglomérés fabriqués à partir de lignite, par moulage sous haute pression en forme de briquettes, sans adjonction de liant. Cette catégorie comprend les briquettes de tourbe. Les briquettes de lignite sont utilisées essentiellement dans l'industrie.

Le coke de cokerie est un des composants principaux pour la fabrication de fonte, qui servira à produire de l'acier. Il est consommé majoritairement dans les hauts-fourneaux, dans le secteur de la sidérurgie, et, dans une moindre mesure, dans l'industrie hors sidérurgie. Le coke de gaz n'est pas utilisé en France.

Le goudron de houille est un résidu de la fabrication de coke par combustion de houille. Il fait l'objet d'un usage non énergétique.

Les **gaz dérivés du charbon** sont les gaz sidérurgiques<sup>21</sup>, comme le gaz de cokerie, le gaz de haut-fourneau et le gaz de convertisseur à l'oxygène.

Ce sont des gaz fatals issus des processus de fabrication de coke (gaz de cokerie), de fonte (gaz de haut-fourneau) ou d'acier (gaz de convertisseur à l'oxygène). Ils sont récupérés à des fins de production électrique, ou bien sont utilisés dans les aciéries intégrées pour chauffer les installations. Ils peuvent être également brûlés dans des torchères.

Il convient de noter que le gaz de mine (grisou), directement extrait de la mine, est considéré comme du gaz naturel.

Pour établir un bilan monétaire, les produits du charbon sont agrégés selon ces trois grands types de produit. Dans la suite, nous utiliserons le mot « charbon » pour parler de l'un de ces produits.

## II. Bilan physique du charbon

### 01) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le compte du charbon retrace l'approvisionnement et la demande intérieure en charbon primaire, charbon dérivé et gaz dérivé du charbon. Les **approvisionnements** correspondent à la production primaire (par extraction ou récupération), aux échanges extérieurs, aux stocks. La demande intérieure correspond à la **transformation** des produits du charbon (par exemple, la production de coke à partir de houille) par la filière fonte, à la **consommation de charbon pour la production d'électricité et de chaleur** et à la **consommation finale** (consommation de charbon des ménages et des entreprises ne produisant pas d'énergie).

La filière fonte correspond aux cokeries et aux hauts-fourneaux. Ces unités consomment une partie du charbon pour produire un autre type de charbon. La transformation d'un produit du charbon en un autre produit du charbon inclut par exemple la production de coke de cokerie (charbon dérivé) à partir d'une consommation de charbon à coke (charbon primaire). Conformément à la méthodologie de l'AIE, les hauts-fourneaux sont inclus dans le secteur de la transformation.

La consommation énergétique de la branche énergie concerne, outre la consommation nette de la filière fonte, la consommation de charbon des unités qui transforment celui-ci en une énergie autre que du charbon, électricité ou chaleur.

Le compte de la consommation finale de charbon correspond à la consommation finale de charbon des différents secteurs de l'économie, hors consommation nette de la branche énergie. Les gaz dérivés sont consommés à proximité du lieu de leur production dans les sites sidérurgiques. La consommation de ces gaz en dehors du secteur transformation ou énergie est faible ou nulle.

#### La conversion en unité énergétique

Les équilibres ressources-emplois par produit au niveau le plus fin permis par les données d'importations et d'exportations sont réalisés dans un premier temps en unités physiques (tonnes). Les données sont ensuite converties en unité énergétique à l'aide de facteurs de conversion figurant dans le tableau suivant.

---

<sup>21</sup> Les gaz sidérurgiques sont inclus dans les gaz manufacturés ou gaz industriels.

Produit	tep par tonne
Autres charbons bitumineux	0,619
Anthracite	0,772
Charbon à coke	0,705
Lignite	0,405
Agglomérés	0,762
Coke de cokerie	0,667
Goudron de houille	0,905
Briquettes de lignite	0,404
Produits de récupération sur les terrils	0,619

## 02) SOURCES DE DONNÉES

### (A) Enquête mensuelle « Produits du charbon dans l'industrie sidérurgique » (PCIS)

L'enquête mensuelle « Produits du charbon dans l'industrie sidérurgique » (PCIS) est menée par le Sdes depuis 2018. Auparavant, la maîtrise d'œuvre était assurée par la Fédération française de l'Acier (FFA), qui a fusionné avec l'Alliance des minerais, minéraux et métaux (A3M).

Cette enquête interrogeait les opérateurs qui disposaient d'au moins un établissement dont l'activité relève de la sidérurgie. Pour ces établissements (47 en 2015), les données collectées lors de l'enquête ne portait que sur leur branche d'activité sidérurgie. Depuis 2018, seuls les 5 principaux consommateurs de charbon – qui représentent plus de 95 % des consommations – sont interrogés, et une extrapolation, fondée sur les dernières données complètes disponibles est réalisée.

Les résultats fournissent des bilans ressources-emplois mensuels des usines sidérurgiques d'une part, et des cokeries sidérurgiques d'autre part, pour la houille et le coke.

### (B) Volet annuel de l'enquête PCIS sur les consommations de combustibles et d'énergie non électrique dans la sidérurgie

L'enquête PCIS comporte un volet annuel, collectant les données de consommations de combustibles et d'énergie non électrique dans l'industrie sidérurgique. Auparavant distincte de l'enquête mensuelle, cette enquête était également menée par la FFA.

Elle collecte les informations sur la consommation des produits énergétiques hors électricité et CMS consommés par les usines sidérurgiques par type d'installation et les cokeries, soit notamment les gaz manufacturés (gaz de hauts-fourneaux, gaz de cokerie, gaz de convertisseur), et autres gaz. Pour ces gaz, est demandée également la production, soit un bilan ressources-emplois complet. Quatre établissements producteurs de ces gaz sidérurgiques sont enquêtés. Le questionnaire a été simplifié à partir de l'année de constat 2014. C'est une enquête exhaustive pour les gaz sidérurgiques.

### (C) L'enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI)

L'EACEI est une enquête de l'INSEE qui a pour but de mesurer la consommation énergétique en quantité et en valeur dans l'industrie. Son champ exclut les établissements de petite taille (moins de 10 ou 20 salariés selon les secteurs) et les industries liées à l'énergie (19.10Z, 19.20Z, toute la division 35, 20.13A, 24.46Z).

#### **(D) L'EAPE et l'EARCF**

L'enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE) est une enquête auprès de l'ensemble des installations de production électrique raccordées au réseau électrique. Les enquêtés doivent indiquer leur production d'électricité (et de chaleur dans le cas de cogénération), la puissance installée et la consommation de chacun de leurs combustibles. L'EAPE fournit les données de consommation de charbon marchand, assimilé aux autres charbons bitumineux (houille), de produits de récupération, de gaz de hauts-fourneaux et de gaz de four à coke.

L'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid (EARCF) interroge les gestionnaires de réseaux de chaleur et de froid, principalement sur leurs consommations en énergies et les quantités de chaleur livrées. Le charbon utilisé par les opérateurs est du charbon-vapeur (houille, i.e. autres charbons bitumineux).

#### **(E) L'enquête annuelle de production (EAP)**

L'EAP fournit la production vendue, en quantité et en valeur :

- de goudrons de houille, de lignite ou de tourbe et autres goudrons minéraux;
- de combustibles gazeux autres que biogaz, principalement issus du charbon (cokerie, haut-fourneau).

Ce dernier ensemble regroupe les gaz de cokerie, gaz de haut-fourneau et convertisseur. Il est donc constitué d'un ensemble de produits très différents et ayant des prix à la vente très différents.

Ces informations sont non diffusables sans avoir été agrégées avec d'autres, au vu du très faible nombre d'entreprises produisant ces biens.

L'EAP n'est pas disponible pour la dernière année de publication du compte. Elle sert à estimer la production de goudron de houille et les prix des gaz dérivés. Ces estimations sont remplacées, l'année suivante, par les données réelles.

Pour le goudron de houille, nous faisons évoluer la production en volume physique comme la production de coke. Pour les prix, nous les faisons évoluer comme les prix à l'importation du coke.

Pour les gaz dérivés, nous reconduisons le prix de l'année précédente.

#### **(F) L'enquête sur les exploitations agricoles (2011)**

L'enquête « Exploitations agricoles » est menée par le Ministère de l'Agriculture sur la consommation et la production d'énergie des exploitations agricoles pour l'année 2011. L'unité statistique est l'exploitation agricole au sens du recensement agricole de 2010. Le champ couvre la division 01 de la NAF avec certaines exceptions (exploitations de faible taille, 01.6 activité de soutien à l'agriculture, 01.7 activité de chasse). La catégorie « Autres combustibles » de l'enquête est principalement assimilée à du charbon.

#### **(G) Enquêtes conjoncturelles auprès des producteurs d'électricité pour le charbon**

**EDF et GazelEnergie** : Les deux producteurs d'électricité consommateurs de charbon dont c'est l'activité principale en métropole, EDF et GazelEnergie (anciennement Uniper), fournissent chaque mois un bilan de la houille (autres charbons bitumineux) et des produits de récupération pour chaque centrale : importation, stocks et consommation.

En particulier, GazelEnergie collecte des produits de récupération assimilés à la catégorie « autres charbons bitumineux » (houille) qu'elle consomme intégralement pour produire de l'électricité. Les deux sociétés transmettent également les quantités de houille (autres charbons bitumineux)

réceptionnées et stockées dans les ports. Les séries contribuent au chiffrage de la conjoncture énergétique mensuelle réalisée par le Sdes.

**Albioma** : Albioma est un producteur énergétique en outre-mer, qui possède notamment les installations de production électrique à charbon en Guadeloupe et à La Réunion. Certaines de ces centrales sont bicom bustibles, c'est-à-dire qu'elles fonctionnent aussi avec de la bagasse (résidu fibreux issu de la canne à sucre) lors de la campagne sucrière. Cette société a été enquêtée pour la première fois en 2016. Les données fournies devraient inclure un coût d'achat des produits. Albioma a arrêté la consommation de charbon à La Réunion en 2024.

#### **(H) Enquête du Comité charbonnier d'importation et de commerce (COCIC)**

Pour les années antérieures à 2005, une enquête réalisée par le Comité charbonnier d'importation et de commerce fournit les livraisons de charbon de ses adhérents (10 sociétés importatrices de charbon) par type de charbon (houille, lignite, coke, agglomérés) et par secteur.

#### **(I) Données sur les importations et exportations (DGDDI)**

La DGDDI fournit des données mensuelles et annuelles d'importations et d'exportations, en quantités et en valeurs pour la métropole et les DOM. On néglige les flux inter-DOM et les flux entre la métropole et les DOM.

#### **(J) Observatoires régionaux de l'énergie dans les DOM**

L'Observatoire Régional de l'Énergie et du Climat (OREC) en Guadeloupe et la SPL Énergies Réunion à La Réunion fournissent des données de bilan énergétique (importations et consommations).

### **03) APPROVISIONNEMENT**

#### **(A) Echanges extérieurs**

Les importations et exportations sont estimées à partir des données douanières, qui fournissent les quantités et les valeurs des produits échangés. Il n'y a pas de flux de charbon physique entre la métropole et les DOM. Conformément à la méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et d'Eurostat, nous indiquons les importations nettes des réexportations lorsque le produit n'est pas produit en France, *i.e.* pour tous les charbons primaires, les agglomérés et les briquette de lignite.

#### **(B) Production**

Depuis 2004, avec la fermeture de la dernière mine, il n'y a plus d'extraction de charbon en France. La récupération de charbon (collecté sur les terrils) à des fins de production d'électricité a pris fin, quant à elle, en 2014. La production de charbon primaire est donc désormais nulle. Pour les charbons dérivés, les deux cokeries produisent l'essentiel du coke consommé en France. Il existe en outre deux produits fatals de la sidérurgie. Le premier, le goudron de houille, est un résidu de la fabrication de coke. Les seconds sont les gaz sidérurgiques, produits sur les sites de production des cokeries et des hauts-fourneaux.

L'information concernant les produits de récupération était fournie par l'enquête conjoncturelle mensuelle auprès des producteurs d'électricité.

La production de coke est obtenue via l'enquête mensuelle PCIS.

La production de gaz industriels (gaz de cokerie, de hauts-fourneaux et de convertisseur) provient du volet annuel de l'enquête PCIS.

Pour le goudron de houille, la source est l'EAP. Les goudrons ne faisant pas l'objet d'un échange commercial sont négligés.

### **(C) Variations de stocks**

L'information relative aux stocks en métropole repose sur des enquêtes mensuelles (enquête PCIS et enquête conjoncturelle auprès des producteurs d'électricité) et sur l'EACEI pour le reste du champ.

Les stocks dans les DROM sont estimés par différence entre la consommation dans les centrales électriques (EAPE) et les importations (DGDDI). Il n'y a donc pas d'écart statistique par construction entre approvisionnement et consommation pour les DROM.

## **04) CONSOMMATION**

### **(A) Consommation de la branche énergie**

#### **Consommation de combustibles minéraux solides dans les cokeries**

Une cokerie est unité industrielle fabriquant du coke de cokerie à partir de charbon à coke. Ce coke est essentiellement consommé par la sidérurgie pour la fabrication de l'acier. Il existe deux cokeries en France, détenues par les sidérurgistes. L'essentiel de la production ne fait pas l'objet d'un échange marchand.

Les données de consommation (en volume physique) sont disponibles à un rythme mensuel dans l'enquête mensuelle PCIS.

#### **Consommation de combustibles minéraux solides dans les hauts-fourneaux**

Un haut-fourneau est une unité industrielle transformant un minerai de fer en fonte. En général, le site industriel est constitué d'autres installations telles que des laminoirs pour étirer l'acier produit. Nous regroupons donc sous le terme de haut-fourneau l'ensemble de ce site de production, hormis les cokeries.

Dans la pratique, la liste des hauts-fourneaux a été définie avec l'aide de la FFA, à partir de la liste de ses adhérents. Cette liste rassemble majoritairement des établissements du secteur de la sidérurgie tel que défini par la NAF (2410Z). Cependant, certains sites de cette liste ne possèdent pas ce code d'activité et, à l'inverse, ne sont pas inclus les établissements du secteur 2410Z produisant de l'acier en recyclant de la ferraille dans des fours électriques.

Les hauts-fourneaux consomment de la houille (divers charbons primaires) et du coke de cokerie (charbon dérivé). La plupart des entreprises du secteur sont importatrices de houille et le plus gros de la production des cokeries, localisées sur le site du haut-fourneau est consommé sur place. L'organisation de l'entreprise fait qu'il n'y a pas d'échange commercial entre la cokerie et le haut-fourneau.

L'enquête PCIS fournit à un rythme mensuel et en volume physique la consommation de houille et de coke de cokerie des hauts-fourneaux.

#### **Consommation de gaz dérivés dans les hauts-fourneaux et les cokeries**

Une partie de la production de gaz sidérurgique (gaz de cokerie, de haut-fourneau et de convertisseur) est consommée par la sidérurgie. Le volet annuel de l'enquête PCIS renseigne sur les volumes consommés de ces gaz dans la sidérurgie, à un rythme annuel.

Depuis 2017, les pertes de gaz dérivé sont identifiées et sont incluses dans la consommation et non plus dans l'écart statistique. Ces pertes ne font pas l'objet d'une valorisation monétaire.

## **Consommation pour la production d'électricité seule, et d'électricité et de chaleur vendue en cogénération**

L'EAPE permet de connaître la consommation de charbon pour la production d'électricité seule, ainsi que la consommation de charbon pour la production d'électricité et de chaleur des centrales utilisant un procédé de cogénération. Dans les données de l'EACEI, le charbon utilisé pour produire de l'électricité ou de la chaleur est également déclaré. Pour ne pas induire de double compte, on supprime - de la base obtenue par appariement des différentes sources - la consommation de charbon déclarée dans l'EACEI utilisée pour faire de l'électricité et celle utilisée pour faire de la chaleur vendue lorsque la technologie utilisée est de la cogénération. Les données de l'EAPE sont privilégiées.

### **Chaleur cogénérée non vendue**

Pour la consommation de charbon correspondant à de la chaleur non vendue, on applique une règle différente selon le secteur : sur le champ de l'industrie, on privilégie les données de l'EACEI, pour le reste, on conserve les données de l'EAPE. En effet, l'EACEI interroge l'établissement pour l'ensemble de sa consommation de charbon, alors que l'EAPE n'interroge que pour l'unité produisant de l'électricité. Par exception à cette règle, pour les gaz dérivés, on conserve les données de l'EAPE pour la chaleur non vendue car ces gaz ne sont pas clairement identifiés dans l'EACEI.

### **Chaleur produite sans cogénération**

La consommation de charbon pour la production de chaleur non cogénérée est estimée à partir de l'EARCF lorsqu'elle est distribuée par un réseau de chaleur et de l'EACEI sinon.

## **(B) Consommation finale à usage énergétique**

### **Consommation dans l'industrie : consolidation des données avec l'EACEI**

#### **Niveau de consommation sectorielle : consolidation avec les données de l'EACEI sur le champ non couvert par l'enquête PCIS.**

Pour l'industrie, l'EACEI est exploitée sur le champ non couvert par l'enquête PCIS. Cette dernière a l'avantage, par rapport à l'EACEI, de couvrir l'ensemble des quantités d'énergie consommées, y compris celles non achetées, particulièrement importantes en ce qui concerne le coke de cokerie dans la sidérurgie.

#### **Consommation de goudron de houille dans la sidérurgie (données de l'EAP)**

La consommation de goudrons de houille est supposée égale à la production vendue de goudrons de houille, fournie par l'EAP, ce qui fait l'hypothèse d'absence d'autoconsommation et d'échanges extérieurs de ce produit.

D'après la FFA, la sidérurgie (2410Z) utilise le goudron pour la fabrication de produits tel que du rond à béton. D'après un opérateur important, tout le goudron produit est vendu à des distillateurs qui séparent les différentes fractions du goudron pour plusieurs marchés aval. Il y a 4 grandes catégories de produits, du plus lourd au plus léger :

- **Le brai**, utilisé comme liant pour la fabrication d'électrodes pour les industries métallurgiques (principalement pour la production d'aluminium primaire, mais aussi d'acier dans les fours à arc électrique),
- **Des huiles pour produire du noir de carbone** (huiles anthracéniques). Le noir de carbone sert à renforcer le caoutchouc (pneus, bandes transporteuses, joints d'étanchéité) et est aussi utilisé pour la production de pigment (encre, poudre toner),

- **Des huiles pour le traitement du bois** (créosote par exemple),
- **Le naphthalène** pour l'industrie chimique.

Toute la consommation de goudrons de houille est donc imputée à l'industrie en usage matière première (non énergétique).

### **Consommation dans l'agriculture**

Les quantités de charbon consommées par l'agriculture sont faibles. L'enquête « exploitations agricoles » pour 2011 donne une valeur de 3,8 kt. D'autre part, l'enquête du Comité Charbonnier de l'Importation et du Commerce (COCIC, voir ci-dessus 05 02) (H) donne pour 2004 une valeur de 4,2 kt, ce qui donne une variation annuelle moyenne de - 2,5 %. En l'absence de données plus précises, on applique ce taux d'évolution chaque année.

La ventilation entre anthracite et autres charbons bitumineux est estimée avec la clé donnée par les importations.

### **Consommation dans le résidentiel**

L'enquête Logement donne pour 2013 une valeur de dépense des ménages de 26,4 M€ pour des utilisations de charbon seul, et 23,4 M€ de dépense lorsque le charbon n'est pas le seul combustible utilisé. On fait l'hypothèse que la proportion de charbon est alors de 50 %, ce qui donne une dépense totale pour le charbon d'environ 38 M€. Dans le commerce, le prix est d'environ 15 euros pour un sac de 25 kg<sup>22</sup>. La consommation en unités physiques peut donc être estimée à 64 kt en 2013. Par ailleurs l'enquête COCIC de 2004 donne une valeur de 80,7 kt. Ces deux données sont corrigées du climat et on obtient ainsi une évolution de - 2,5 % par an environ. On applique ce taux d'évolution chaque année sur des données corrigées du climat. On applique ensuite l'effet inverse des variations climatiques pour estimer une consommation réelle. La consommation dans ce secteur est devenue marginale. Les données ne sont plus corrigées du climat. On estime ces consommations en appliquant le taux de - 2,5% aux données de l'année précédente.

La ventilation entre anthracite et autres charbons bitumineux est estimée avec la clé donnée par les importations.

### **Consommation dans le tertiaire**

L'enquête COCIC de 2004 donne une valeur de 94,4 kt. On considère que l'évolution annuelle moyenne est identique à celle qui a été mesurée dans le résidentiel, c'est-à-dire de - 2,5 % depuis cette date.

La ventilation entre anthracite et autres charbons bitumineux est estimée avec la clé donnée par les importations.

### **Consommation dans les DROM**

Dans les DROM, le charbon importé est uniquement utilisé pour la production d'électricité. Les consommations sont données par l'EAPE. On considère que le solde (écart entre les importations et la consommation) correspond à une variation de stocks.

### **(C) Consommation finale à usage non énergétique**

Pour la consommation finale non énergétique (usage pour matière première du charbon), on utilise les données de l'EACEI sur le champ de l'industrie (hors haut-fourneaux et cokeries).

---

<sup>22</sup> D'après le site marchand Adorla.com <http://www.adorla.com/charbon-chauffage.html>

Lorsque les répartitions par usage ne sont pas enquêtées (un an sur deux depuis 2019), on utilise celles de l'année précédente.

Le produit « anthracite » n'est pas enquêté comme tel dans l'EACEI mais est inclus dans le produit « houille ». La consommation de houille enquêtée dans l'EACEI est répartie entre anthracite et autres charbons bitumineux selon la clé donnée par les importations.

### III. Bilan monétaire du charbon

#### 01) PRÉSENTATION DU BILAN MONÉTAIRE

Le compte des approvisionnements présente la production, les échanges extérieurs, le déstockage, les diverses marges liées à la production, au transport, au conditionnement ou à la commercialisation et les taxes. Par production, il faut comprendre l'extraction et la récupération sur terril.

La transformation d'un produit du charbon en un autre produit du charbon est comptabilisée à part. Cela inclut par exemple la production de coke de cokerie (charbon dérivé) à partir d'une consommation de charbon à coke (charbon primaire).

Les marges diverses sont égales à la différence entre les différents coûts d'approvisionnement répertoriés et la dépense en énergie définie comme la somme de la consommation nette des hauts-fourneaux et des cokeries, de la dépense de la branche énergie et de la dépense des consommations finales. Elles incluent une erreur statistique.

Les consommations des différents secteurs sont valorisées monétairement à partir d'estimations des prix. Ces derniers dépendent de différents facteurs, notamment le type de charbon utilisé ainsi que le pouvoir de négociation de l'entreprise consommant du charbon.

#### 02) SOURCES DE DONNÉES

Les principales sources concernant les prix du charbon sont les données d'échanges extérieurs de la DGDDI, l'EACEI et l'EAP (décrites *supra* en II. 02) (C) et (E)).

#### 03) RESSOURCES

##### (A) Echanges extérieurs

Les importations et exportations sont estimées à partir des données douanières, qui comportent les quantités et les valeurs des produits échangés.

##### (B) Production

Les produits de récupération sont valorisés, faute d'observer leurs prix, par le prix d'importation des autres charbons bitumineux (houille), en €/tep.

La production de coke est valorisée, qu'elle fasse ou non l'objet d'un échange commercial, au prix d'achat moyen hors taxes observé dans l'EACEI.

Les prix des gaz industriels (gaz de cokerie, de hauts-fourneaux et de convertisseur) et du goudron de houille sont estimés à partir de l'EAP.

### **(C) Variations de stocks**

Les variations de stocks pour lesquels des données physiques mensuelles sont disponibles sont valorisés au prix moyen mensuel d'importation. Les variations des autres stocks en métropole, estimées à partir de l'EACEI, sont valorisées au prix d'achat de l'établissement.

Pour les DROM, les variations de stocks sont valorisées au prix d'importation annuel.

### **(D) Taxes**

#### **Ventilation de la fraction d'accise perçue sur les charbons selon les différents types de charbon**

Les montants de la fraction d'accise perçue sur les charbons (anciennement taxe intérieure de consommation sur les houilles, lignites et cokes (TICC)) sont estimés en multipliant les consommations par le taux de taxe fixé à l'article L312-36 du Code des impositions sur les biens et services, en tenant compte toutefois des cas d'exonération suivants :

- **pour un usage autre que combustible** : les consommations concernées sont estimées à partir de l'EACEI, qui distingue la part pour usage de matière première ;
- **pour un double usage** : les secteurs concernés sont la « fabrication de produits chimiques de base, de produits azotés et d'engrais, de matières plastiques de base et de caoutchouc synthétique » (NAF 20.1) qui utilise du charbon dans des procédés de réduction chimique, la métallurgie (NAF 24) et la cokéfaction (NAF 19.10Z) ;
- **pour une utilisation dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques** (NAF 23) ;
- **pour l'utilisation dans l'enceinte des raffineries** (NAF 19.20Z) ;
- **pour la production d'électricité** : on fait l'hypothèse, dans les cas de cogénération d'électricité et de chaleur, que tout le charbon consommé est exonéré.

L'exonération des consommations des entreprises de valorisation de la biomasse est ignorée, faute de pouvoir identifier les installations bénéficiaires (qui doivent être soumises au régime des quotas de gaz à effet de serre ou appliquer des accords volontaires).

Dans un second temps, les montants de taxes ainsi estimés sont calés sur le montant de TICC collectée, qui est fourni par ailleurs par la Direction générale des Finances publiques (DGFIP).

#### **DROM – Octroi de mer**

L'octroi de mer est une taxe s'appliquant dans les régions ultramarines sur les importations de biens et dont les recettes sont affectées aux communes. À cette taxe s'ajoute éventuellement un octroi de mer régional. Pour le charbon importé en Guadeloupe, l'octroi de mer s'élève à 7 % de la valeur des imports, et l'octroi de mer régional à 2,5 %. À La Réunion, ces taux s'élèvent respectivement à 4 % et 2,5 %. Le droit de port appliqué au déchargement des marchandises dans le port de réception n'est en revanche pas pris en compte.

#### **TVA**

La TVA est estimée uniquement pour la consommation des ménages, étant entièrement déductible pour les entreprises.

## **04) CONSOMMATION**

La valorisation des flux de consommation est estimée en multipliant les quantités consommées par les prix associés.

**(A) Prix des gaz dérivés et du goudron de houille**

La consommation des gaz dérivés est valorisée au prix de production estimé à partir de l'EAP. Pour l'essentiel, ces gaz sont produits, et également consommés par la sidérurgie. On suppose par convention que le prix HTT à la consommation est égal au prix de production, c'est-à-dire que les marges de commerce et de transport sur ces produits sont nulles.

Les pertes de gaz dérivés, incluses dans la consommation, ne font pas l'objet d'une valorisation monétaire.

La consommation de goudron de houille est valorisée au prix de production estimé à partir de l'EAP.

**(B) Prix dans les secteurs industriels (y compris filière fonte)**

Pour tous les établissements dont la source pour les flux physiques est l'EACEI, cette source est également utilisée pour l'estimation des flux monétaires correspondants.

Des prix moyens par secteur et par produit estimés à partir de l'EACEI sont par ailleurs appliqués aux consommations physiques industrielles estimées avec d'autres sources que l'EACEI. L'ensemble des consommations est valorisé, y compris celles n'ayant pas donné lieu à des échanges commerciaux. En particulier, toute la consommation de coke de cokerie est valorisée.

**(C) Prix dans les autres secteurs**

Pour les secteurs énergétiques (production d'électricité et de chaleur notamment), non couverts par l'EACEI, les prix d'achat sont supposés égaux aux prix d'importation estimés à partir des données de la DGDDI au niveau division (2 chiffres de la NAF). On néglige ainsi le coût du transport de la frontière au site de production.

Pour les autres secteurs (agriculture, tertiaire, résidentiel), le prix est estimé soit à partir du prix moyen du produit observé dans l'EACEI, s'il est connu, soit à partir des données de la DGDDI, au niveau du produit le plus fin. Dans ce dernier cas, cela conduit à ignorer les coûts de conditionnement, transport et de commerce, qui peuvent néanmoins être significatifs pour les petits consommateurs.

# 06 Energies renouvelables thermiques et déchets

## I. Biomasse liquide : biocarburants et bioliquides

### 01) GÉNÉRALITÉS

D'après la directive (UE) 2018/2001 sur les énergies renouvelables (EnR), un biocarburant désigne « un combustible liquide utilisé pour le transport et produit à partir de la biomasse », tandis qu'un bioliquide désigne « un combustible ou carburant liquide destiné à des usages énergétiques autres que pour le transport, y compris la production d'électricité, le chauffage et le refroidissement, et produit à partir de la biomasse ». La distinction biodiesel/ bioessence/ biokérosène/ autres bioliquides est fondée sur l'origine du combustible.

Les biocarburants sont généralement utilisés sous forme d'additifs ou de complément aux carburants fossiles, selon trois filières : essence, gazole et depuis 2022, carburant d'aviation. Ils sont incorporés dans deux types de structures : dans des raffineries traditionnelles et dans des entrepôts fiscaux de stockage (EFS) qui sont des dépôts de réception/distribution de carburants.

Le biodiesel comprend : les Ester Méthyliques d'Acides Gras, qui sont produits à partir d'huiles végétales (Ester Méthyliques d'huiles végétales EMHV), d'huiles d'origine animale ou d'huiles usées (Esters Méthyliques d'Huiles Animales ou Usées EMHA/EMHU) ; le biogazole de synthèse ou Huiles Végétales Hydro Traitées Gazole (HVHTG). A noter également que les EMHA sont classés en 3 catégories (cf. encadré).

Le bioéthanol est le principal des bioessences. Il comprend l'éthanol pur et l'éthanol intégré dans l'Ether Ethyle Tertibutyle (ETBE). A noter que bioéthanol, éthanol ou alcool éthylique désignent la même chose du point de vue chimique, le « bio » indiquant uniquement que l'éthanol est produit à partir de biomasse, principalement agricole mais aussi vinique. Au bioéthanol s'ajoutent, dans la filière essence, les Huiles Végétales Hydro Traitées Essence (HVHTE) et le bio-MTBE (produit dérivé de l'alcool méthylique dont la composante alcool est produite à partir de la biomasse). Le PCI du bioéthanol est le plus faible des biocarburants.

Le biokérosène est fabriqué à partir de graisses animales ou d'huiles usagées. Ces huiles sont transformées en carburant miscible avec le kérosène fossile par hydrotraitement.

On distingue trois générations de biocarburants selon l'origine de la biomasse utilisée et les procédés de transformation associés. Aujourd'hui, seule la première génération a atteint le stade industriel.

Les biocarburants dits de première génération sont essentiellement issus de ressources agricoles conventionnelles : betterave, céréales et canne à sucre pour l'éthanol ; colza, tournesol, soja et palme pour le biodiesel.

Les biocarburants de deuxième génération utilisent l'intégralité de la lignocellulose des plantes ou de la biomasse : bois, paille, déchets, résidus agricoles et forestiers, cultures dédiées. Ces

biocarburants sont développés notamment afin que la culture des plantes utilisées n'entre plus en concurrence directe avec les cultures vivrières.

Les biocarburants de troisième génération se distinguent de la deuxième génération par le type de biomasse utilisée. Cette dernière est issue des algues.

En Europe, depuis juillet 2011, pour être certifié « durable », un biocarburant doit répondre à des critères de durabilité et de réduction de gaz à effet de serre. Ces critères sont détaillés dans les directives 2009/28/CE et (UE)2018/2001 sur les énergies renouvelables.

#### **Encadré : les graisses animales (EMHA)**

*Les graisses animales sont classées en trois catégories.*

*Elles sont définies aux articles 8, 9 et 10 du règlement n° 1069/2009 du Parlement européen et du conseil du 21 octobre 2009 établissant les règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux et produits dérivés non destinés à la consommation humaine.*

*Ces catégories sont résumées ci-après :*

*C1 : partie d'animaux ou sous-produits provenant principalement de la filière de l'équarrissage (cadavres d'animaux suspectés de contamination, ou éliminés dans le cadre d'une mesure d'éradication d'une maladie, ...) ou bien d'animaux autres que la filière d'élevage (sauvages ou familiers par exemple) ;*

*C2 : parties d'animaux ou sous-produit déclarés impropres à la consommation humaine en raison de la présence de corps étrangers ou contenant des résidus de substances ou de contaminant dépassant des seuils autorisés ;*

*C3 : parties d'animaux propres à la consommation humaine. Les biocarburants élaborés à partir des graisses de catégorie C3, ne sont pas éligibles au double comptage.*

## **02) BILAN PHYSIQUE DE LA BIOMASSE LIQUIDE**

### **(A) Présentation du bilan physique**

Le volet « ressources » du bilan physique de la biomasse liquide par combustible décrit les échanges extérieurs ainsi que la production nationale, cette dernière correspondant à une activité de bioraffinage sur le territoire français indépendamment de la provenance de la matière première.

Le volet « emplois » décrit les consommations des différents secteurs, principalement consacrées aujourd'hui dans les transports.

Du fait des méthodes mises en œuvre et décrites ci-après, l'écart statistique relatif à la biomasse liquide est par construction nul.

### **(B) Sources de données**

#### **Sources sur la consommation de biomasse liquide**

La principale source utilisée pour les statistiques sur les biocarburants est constituée par les déclarations de durabilité. Ces déclarations sont collectées tout au long de l'année par la DGEC. Les données consolidées relatives à l'année N-1 sont généralement disponibles au mois de mars de l'année N (ce qui permet de les utiliser dès le bilan provisoire). Elles recensent les

incorporations de biocarburants et permettent d'estimer ainsi la consommation annuelle (on néglige l'éventuel décalage entre l'incorporation et la consommation effective du biocarburant).

Le bilan de la Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT, ex-TIRIB, ex-TGAP carburants), fourni par la DGDDI, a été utilisé pour l'établissement des consommations de biocarburants jusqu'à 2018. A partir de 2019, cette source est remplacée par les déclarations de durabilité pour l'estimation de la consommation de biocarburants. En effet, il semble qu'en raison des mécanismes de lissage du montant de la taxe et de report des déclarations d'une année sur l'autre, l'estimation de la consommation annuelle de biocarburants soit moins précise avec les bilans TIRIB qu'avec les déclarations de durabilité. Ces deux sources sont néanmoins comparées.

Enfin, la DGEC commande des contrôles sur la qualité des carburants, qui mesurent (au moyen de sondages), par catégorie de carburants, les pourcentages d'ETBE, de bioéthanol et d'EMAG. Ces mesures, croisées avec les statistiques de vente par catégorie de carburant, permettent d'expliquer les évolutions de consommation de biocarburants (mais elles ne recouvrent pas les HVHTE ou HVHTG).

D'autre part, la consommation de biomasse liquide pour la production d'électricité est mesurée à partir de l'EAPE. Il n'y a pas de double compte entre les déclarations de durabilité provenant de la DGEC, qui mesurent les incorporations dans les carburants destinés au transport.

### Sources sur la production de biomasse liquide

FranceAgriMer interroge chaque année les producteurs sur les quantités écoulées d'alcool éthylique en France (consommation intérieure) ou destinées à l'expédition vers l'UE ou vers des pays tiers. Ces quantités écoulées sont réparties par usage (alimentaire, industriel ou carburant). Suite à des échanges avec FranceAgriMer, il a été conclu que la consommation intérieure de bioéthanol carburant correspond à la somme de la production française de bioéthanol consommé en France et des importations de bioéthanol hors UE consommé en France, ces importations étant néanmoins supposées négligeables. La production de bioéthanol peut donc être estimée comme la somme de la consommation intérieure de bioéthanol (carburant) et des quantités d'alcool éthylique destinées à l'exportation.

L'EAP (enquête annuelle de production) menée par l'Insee permet de connaître la production (hors production intégrée) d'ETBE (2014631020) et de biodiesel (2059580000<sup>23</sup>). Dans la méthodologie actuelle, on privilégie toutefois un calcul de la production par déduction à partir de la consommation et du commerce extérieur (*cf. infra*), notamment parce que la production intégrée n'est pas toujours déclarée à l'EAP.

Deux autres sources fiscales, liées au dispositif de réduction de la taxe intérieure de consommation en faveur des biocarburants, ont été utilisées, jusqu'à la fin du dispositif en 2015, pour estimer la production de biocarburants :

- Le bilan de la défiscalisation des biocarburants - réduction de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) - au titre des quotas de production de l'année ;

---

<sup>23</sup> Le libellé de ce produit est : « biodiesel et ses mélanges, ne contenant pas d'huiles de pétrole ni de minéraux bitumineux ou en contenant < 70 % en poids ».

- Le bilan des mises à la consommation de biocarburants agréés sur quota par unité de production.

### Commerce extérieur de biomasse liquide

Les données sur le commerce extérieur proviennent de la DGDDI pour les produits suivants :

- 29091910 - Oxyde de tert-butyle et d'éthyle (oxyde d'éthyle et de tert-butyle, ETBE (pour le bioéthanol)
- 38260010 - Esters monoalkyliques d'acide gras contenant  $\geq 96,5$  % en volume d'esters (pour le biodiesel)

En revanche, les données de commerce extérieur de la DGDDI ne permettent pas de connaître précisément les échanges extérieurs des autres biocarburants :

- Les données d'importation et d'exportation d'alcool éthylique (22071000 ou 22072000) ne sont pas utilisables car elles ne distinguent pas l'usage carburant des autres usages industriels ou alimentaires.
- Les autres biocarburants (HVHTG ou HVHTE) ne sont pas clairement identifiés dans la nomenclature douanière. En effet, d'après la circulaire annuelle de la DGDDI sur la TIRIB, le biogazole est associé au code 27102011 de la nomenclature douanière, soit « gazole de pétrole ou de minéraux bitumineux, d'une teneur en poids de soufre  $\leq 0,001$  %, contenant du biodiesel », mais la part renouvelable n'est pas isolable. Quant aux bio-essences (HVHTE), elles n'ont pas de code NC8 désigné, la circulaire TIRIB indiquant seulement qu'elles relèvent de la catégorie (271012), qui regroupe 11 produits différents.

Les importations nettes des exportations de bioéthanol pur sont estimées avec une autre source par solde (voir page suivante). Cependant, les données d'éthanol pur issues des douanes sont utilisées pour calculer la répartition par pays du commerce extérieur de bioéthanol.

Les déclarations de durabilité collectées par la DGEC contribuent depuis l'édition 2021 du bilan de l'énergie à améliorer les estimations d'importation et d'exportation de biocarburants. En effet, elles permettent de connaître, pour chaque lot, si le site de production du biocarburant se trouve en France ou à l'étranger. Cette information est disponible depuis août 2018, l'année 2019 étant donc la première année pour laquelle le site de production est connu pour l'ensemble des lots.

### Masses volumiques

Les masses volumiques retenues sont celles de la Directive n°2009/28 CE (annexe III) relative à la promotion des énergies renouvelables et de l'arrêté du 20 décembre 2021 relatif aux contenus énergétiques des biocarburants et des carburants. Les différents coefficients utilisés sont rassemblés dans les tableaux suivants :

	PCI		kg / l	tep / t	tep / 1000 litres	GJ / tep
	MJ / kg	MJ / l				
super	43	32	0,744	1,027	0,764	41,868
gazole	43	36	0,837	1,027	0,860	
éthanol	27	21	0,778	0,645	0,502	
bioessence	44	30	0,682	1,051	0,717	
ETBE	36	27	0,750	0,860	0,645	
EMHV/A/U	37	33	0,892	0,884	0,788	
biogazole synthèse	44	34	0,773	1,051	0,812	
MTBE	36	26	0,722	0,860	0,621	
méthanol renouvelable	20	16	0,800	0,478	0,382	
HVHTK	44	34	0,773	1,051	0,812	

Part d'éthanol dans le bio-ETBE (litres)	47,57%
Part d'éthanol dans le bio-ETBE (tonnes)	49,33%

### (C) Approvisionnement

On considère que les incorporations de biocarburants, complétées par la consommation de bioliquides pour la production d'électricité fournissent une estimation acceptable de la consommation primaire de biomasse liquide.

Jusqu'à 2018, la consommation primaire de biocarburants était déterminée à partir du volume de mises à la consommation du bilan TGAP (Tiruvert). A partir de 2019, la consommation primaire est celle des déclarations de durabilité, complétée par la consommation mesurée dans l'EAPE (cf. supra).

#### **S'agissant des biogazoles :**

- Les importations et exportations sont supposées égales aux importations et exportations d'EMAG (source : DGDDI). Cela revient à négliger le commerce extérieur de HVHTG.
- La production s'en déduit :  $Production = Consommation + Exportations - Importations$ .
- Il convient de souligner que ces hypothèses conduisent à supposer que production et consommation d'HVHTG sont égales ; cette convention devra probablement être revue lors d'un prochain changement méthodologique.

#### **S'agissant des bioessences :**

- Les importations, les exportations et la consommation de bioéthanol sous forme d'ETBE sont connues ; la production est déduite de la consommation et du solde du commerce extérieur ;
- La production de bioéthanol (sous forme ETBE ou non) est connue (source : FranceAgriMer). On en déduit la production de bioéthanol incorporé pur. La consommation de bioéthanol pur est également connue. Avant 2019, les importations/exportations nettes étaient calculées par différence. Le solde du commerce extérieur était attribué soit aux exportations, soit aux importations, en fonction du signe obtenu. A partir de 2019, les déclarations de durabilité permettent d'estimer les importations d'éthanol hors ETBE, ce qui permet d'estimer les exportations par solde.

A noter que, pour le bilan énergétique de la France et les séries longues qui l'accompagnent, les biocarburants sont additionnés avec les « autres bioliquides », qui correspondent aux volumes très faibles (jusqu'à présent) de biomasse liquide déclarés pour la production d'électricité ou de chaleur cogénérée à l'Enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE). Ces bioliquides ne sont pas considérés comme admissibles pour le calcul des parts d'énergies renouvelables au sens de la directive EnR.

### **Encadré : le commerce extérieur de l'éthanol pur (jusqu'en 2015)**

*Première étape : la production agréée d'éthanol pur en tonnes*

*La source utilisée est le « Bilan MAC Bio par unité de production année » envoyé chaque année par les Douanes.*

*La production agréée est égale à la quantité agréée multipliée par le taux de réalisation des agréments.*

*NB : les unités de production situées à l'étranger sont exclues du calcul.*

*Seconde étape : le commerce extérieur d'éthanol pur en tonnes*

*Si la consommation (source : Douanes / Bilan TGAP année) est supérieure à la production agréée (étape précédente supra), la différence est attribuée aux importations.*

*A l'inverse, si la consommation est inférieure à la production, la différence est attribuée aux exportations.*

### **(D) Consommation**

L'ensemble de la consommation de biomasse liquide, à l'exception du gazole non routier (GNR) et des déclarations de consommation pour la production d'électricité, est affecté au secteur des transports

Le GNR est utilisé par les engins mobiles non routiers, notamment dans les secteurs agricoles, forestiers, fluviaux ou des travaux publics. Il est donc consommé dans l'industrie, dans la construction, mais également dans l'agriculture.

Le GNR incorpore des biocarburants, le taux de biocarburants dans le GNR étant d'environ 6 à 7 % en 2023. Les biocarburants incorporés au GNR sont calculés sur la base des taux issus des contrôles DGEC sur la qualité des carburants. Ils sont déduits de la consommation totale de biogazole estimés précédemment.

On ne retient pas d'incorporation de biocarburants dans le GNR avant 2016, année à partir de laquelle le GNR a été progressivement intégré à l'assiette de la TGAP (devenue la TIRIB puis la Tiruert). On considère en effet que la consommation totale de biocarburants est déterminée uniquement par les bilans TGAP-TIRIB-Tiruert jusqu'en 2018, puis par les déclarations de durabilité à partir de 2019. Ces sources garantissent que les biocarburants comptabilisés vérifient bien les critères de durabilité et de réduction des émissions gaz à effet de serre. La consommation de biodiesel incorporée au gazole routier est ainsi déduite par différence entre la consommation totale de biodiesel et l'estimation de celle incorporée au GNR.

Les consommations de biocarburants gazole incorporés au GNR sont réparties dans les différents secteurs de consommation finale au prorata des consommations de GNR fossile (on suppose donc que la part de biodiesel dans le GNR est uniforme entre secteurs).

## **03) BILAN MONÉTAIRE DES BIOCARBURANTS**

### **(A) Présentation du bilan monétaire**

Dans le cadre de l'établissement de la partie monétaire du bilan énergétique de la France, une dépense en biocarburants est estimée et ventilée entre secteurs.

Cette dépense correspond à une dépense « d'approvisionnement » : coût de la production de biocarburants + dépense d'importation de biocarburants - recettes liées à l'exportation de biocarburants.

Les coûts de transport et de distribution des biocarburants ne sont pas pris en compte dans leur bilan monétaire, faute de savoir les distinguer de ceux des carburants pétroliers avec lesquels ils

sont mélangés. Par convention, les marges de transport et de distribution des carburants, pétroliers ou bios, sont intégralement affectées au bilan des produits pétroliers.

## **(B) Sources de données**

Les données relatives aux échanges extérieurs proviennent de la DGDDI.

Les « Perspectives agricoles » OCDE-FAO comprennent des prix moyens à la production du bioéthanol et de biodiesel pour l'UE-28.

## **(C) Ressources**

La dépense liée aux importations/exportations est calculée à partir de la valeur des importations et exportations issue des chiffres du commerce extérieur de la DGDDI. Ce calcul n'est néanmoins pas immédiat pour le bioéthanol. Les valeurs monétaires des importations/exportations de bioéthanol sont calculées à partir de la valeur en euros par tep des importations ou exportations d'ETBE. Autrement dit, on multiplie le volume des importations (respectivement des exportations) de bioéthanol (établi selon la méthode décrite supra) par le prix en euros par tep des importations (respectivement des exportations) d'ETBE (égal à la valeur monétaire des importations d'ETBE divisé par leur valeur énergétique).

La valeur de la production de biocarburants est obtenue en appliquant à la production de biocarburants essence et de biocarburants gazole les prix à la production estimés par l'OCDE et la FAO, en supposant les prix nationaux égaux à ceux observés en moyenne dans l'Union européenne.

## **(D) Consommation**

Une fois la valeur monétaire de l'approvisionnement connue, les dépenses de consommations se déduisent en supposant un prix identique de tous les secteurs, soit au prorata des consommations physiques, en l'absence d'autres sources disponibles.

## **(E) Surcoût d'incorporation**

Le surcoût d'incorporation des biocarburants est le rapport entre le coût total d'incorporation des biocarburants et la consommation de carburants routiers. Il représente, pour un litre de carburant routier, le surcoût moyen en euros que doit payer le consommateur. Il est calculé pour chaque type de carburant (essence et gazole). Dans le bilan de l'énergie du SDES, le surcoût d'incorporation est calculé comme la différence entre le prix d'approvisionnement des biocarburants et des carburants fossiles, multipliée par la part de biocarburant dans la consommation totale de carburant (fossile et bio) en France métropolitaine.

$$\text{surcoût}_{\epsilon/L} = \text{Conso bio}_{Mtep} * \frac{\text{prix approvisionnement bio}_{\epsilon/Mtep} - \text{prix approvisionnement fossile}_{\epsilon/Mtep}}{\text{conso totale (bio et non bio)}_L}$$

Le prix d'approvisionnement est un prix implicite qui rapporte la valeur de l'approvisionnement à la quantité correspondante. L'approvisionnement est calculé en quantités et en valeur monétaire comme la somme de la production, du solde du commerce extérieur et du déstockage net. Il est exprimé en euros par tep.

Dans le cas des carburants fossiles, la facture du commerce extérieur est directement obtenue à partir des données douanières. Les quantités produites sont, elles, valorisées au prix des échanges extérieurs (exportations) afin d'obtenir la production en euros.

La variation des stocks est valorisée, pour la France métropolitaine, à l'aide des cotations des produits sur le marché de Rotterdam, et, pour les DROM, avec le prix d'importation douanier.

Concernant les biocarburants, la facture du commerce extérieur provient aussi des Douanes. Le montant monétaire de la production est calculé à partir des prix moyens à la production dans l'Union Européenne publiés dans les Perspectives Agricoles de l'OCDE et de la FAO pour le biodiesel et le bioéthanol. Le prix de production des bioessences est supposé égal à celui du bioéthanol.

## II. Biomasse solide

### 01) GÉNÉRALITÉS

Selon le règlement 2022/132 sur les statistiques de l'énergie, les biocombustibles solides (désignés ici par « biomasse solide ») : « couvrent les matériaux solides organiques non fossiles d'origine biologique (également appelés « biomasse ») qui peuvent être utilisés comme combustible pour la production de chaleur ou d'électricité. Les biocombustibles solides sont un agrégat de produits égal à la somme du charbon [de bois], du bois de chauffage, des résidus et sous-produits du bois, de la liqueur noire, des déchets animaux, des autres matières et résidus végétaux et de la part renouvelable des déchets industriels. »

La biomasse (ou biocombustible) solide comprend principalement le bois-énergie, à savoir le bois bûche (commercialisé ou autoconsommé) et tous les coproduits du bois destinés à produire de l'énergie : écorce, sciure, plaquettes forestières et plaquettes d'industrie, briquettes reconstituées et granulés, broyats de déchets industriels banals, bois en fin de vie, etc... On inclut aussi souvent la liqueur noire<sup>24</sup> dans le bois-énergie.

De plus, la biomasse solide comprend les résidus agricoles et des industries agroalimentaires (I.A.A.), en particulier la bagasse<sup>25</sup>.

Dans certaines publications (notamment dans le Datalab sur « Les énergies renouvelables en France » ou dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie), la biomasse solide recouvre également les déchets renouvelables incinérés. Ces derniers en sont toutefois exclus dans le cadre du bilan de l'énergie, étant comptabilisés à part.

### 02) BILAN PHYSIQUE DE LA BIOMASSE SOLIDE

#### (A) Sources de données

L'**Enquête annuelle sur la production d'électricité** (EAPE) est une enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité menée par le SDES. Elle permet de connaître la consommation de biomasse solide pour la production d'électricité et de chaleur cogénérée. La méthodologie

---

<sup>24</sup> C'est-à-dire, d'après le règlement n°2022/132 : « l'énergie de la liqueur alcaline usée obtenue des digesteurs au cours de la production de pulpe au sulfate ou à la soude nécessaire dans le cadre de la fabrication du papier ».

<sup>25</sup> Elle est définie dans le règlement n°2022/132 par : « combustible obtenu de la fibre qui subsiste après l'extraction du jus dans le traitement de la canne à sucre ».

d'exploitation de l'EAPE pour l'établissement du bilan de la biomasse solide ne diffère pas de celle des autres combustibles renouvelables (voir la partie 02).

L'EAPE interroge les installations sur les combustibles utilisés. On considère que les combustibles suivants relèvent de la biomasse solide : le bois, les résidus de papeteries (ce qui correspond principalement à de la liqueur noire), les résidus agricoles, la bagasse, les boues de STEP et les farines animales. Lorsque les consommations sont déclarées en tonnes, les pouvoirs calorifiques suivants sont appliqués : 3 MWh par tonne pour le bois ; 3,5 MWh/t pour les résidus de papeterie ; 4,72 MWh/t pour les résidus agricoles ; 2,16 MWh/t pour la bagasse ; 3,7 MWh/t pour les boues de STEP.

**L'Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid** (EARCF) est une enquête annuelle, qui est déléguée, par le SDES, à la Fédération des services énergie environnement (FEDENE). Elle permet notamment de connaître la consommation de biomasse solide des réseaux pour la production de chaleur seule ou de chaleur cogénérée (y compris d'électricité, le cas échéant). La méthodologie d'exploitation de l'EARCF pour le bilan de la biomasse est décrite dans la partie 02.

Parmi les combustibles utilisés, les réseaux peuvent déclarer une consommation en unité énergétique (MWh PCI) de bois-énergie et de « résidus agricoles et alimentaires ». L'enquête donne un PCI indicatif de 3 MWh/t pour le bois (et une fourchette entre 2 et 5 MWh/t) et 4,5 MWh/t pour les résidus agricoles.

**L'Enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie** (EACEI) est une enquête annuelle menée par l'Insee auprès des établissements industriels. Elle permet notamment de connaître la consommation à usage énergétique de biomasse solide des établissements industriels.

Les combustibles considérés comme faisant partie de la biomasse solide dans l'EACEI sont les suivants : le bois (PCI : 2,99 MWh/t), la liqueur noire (PCI : 3,49 MWh/t), les boues d'épuration (PCI : 2,91 MWh/t), les farines animales (PCI : 5,01 MWh/t), les graisses animales (PCI : 10,00 MWh/t), la bagasse (PCI : 2,15 MWh/t), les déchets végétaux (PCI : 5,00 MWh/t), la résine renouvelable (PCI : 11,63 MWh/t), les Combustibles solides de récupération (CSR) renouvelables (PCI : 2,16 MWh/t) et les Combustibles solides de substitution (CSS) renouvelables (PCI : 2,16 MWh/t).

**L'Enquête nationale logement** (ENL) est réalisée par l'Insee depuis 1955 tous les 4 à 7 ans (à l'exception de l'ENL 2020, qui est assurée par le SDES). Les dernières enquêtes ont eu lieu en 1988, 1992, 1996, 2002, 2006 et 2013. La dernière enquête, l'ENL 2020, a débuté la collecte fin 2019 et l'a poursuivie jusqu'à la fin du premier trimestre de 2021. L'enquête a été étendue aux DOM en 2006 et 2013, mais l'édition 2020 ne concerne que la métropole. L'enquête logement, qui ne concerne que les résidences principales, permet de décrire très précisément les conditions de logement des ménages. Elle dispose d'un module très détaillé dédié au mode de chauffage des logements. Il s'agit de la source principale utilisée par le SDES pour l'évaluation de la consommation de bois des ménages. Les combustibles isolés sont le bois-bûche (0,147 tep/stère, soit 3,8 MWh/t) et à partir de 2020, les granulés (4,6 MWh/t)

**Observ'ER** (Observatoire des énergies renouvelables) effectue un suivi annuel du marché des appareils domestiques de chauffage au bois, sur la base d'une « collecte effectuée auprès des industriels (fabricants/importateurs) du secteur, relative aux données sur les ventes d'appareils de chauffage domestique au bois en France ». Les ventes sont détaillées principalement par type d'appareil.

Certaines données relatives à des installations aidées par le **Fonds Chaleur** peuvent également être mobilisées. Le Fonds Chaleur, mis en place en 2009 à la suite du plan bois-énergie, vise à soutenir le développement de la production de chaleur renouvelable issue de biomasse, de la géothermique, du solaire thermique, du biogaz, etc. Deux programmes du Fonds chaleur concernent la biomasse :

- Les appels à projets régionaux, qui visent les collectivités et les entreprises souhaitant développer un système de production de chaleur à partir de biomasse (pour les productions inférieures à 12 GWh/an) ;
- Les appels à projets Biomasse Energie et Entreprises (ex-BCIAT), qui s'adressent aux entreprises, pour des productions de chaleur supérieures à 12 GWh/an.

L'Ademe estime, pour chaque nouveau projet bénéficiant du Fonds chaleur, la consommation annuelle théorique de biomasse de l'installation. Celle-ci correspond à la consommation annuelle « en régime de croisière » de la chaufferie une fois le projet réalisé.

L'**Enquête sur les consommations et les productions d'énergie dans les exploitations agricoles** portait sur la consommation d'énergie des exploitations agricoles pour l'année 2011. La précédente édition de cette enquête datait de 1992.

Cette enquête a été réalisée par le Service de la statistique et de la prospective du ministère en charge de l'agriculture au cours du premier trimestre 2012, auprès d'environ 9 000 exploitations agricoles de France métropolitaine et des départements d'outre-mer.

Les **statistiques du commerce extérieur** diffusées par le Département des Statistiques et Études du Commerce Extérieur (DSECE) de la DGDDI fournissent des données détaillées, en quantités et en valeurs, sur les importations et les exportations de bois, et en particulier de bois de chauffage.

## **(B) Approvisionnement**

### **Production nationale**

La production de biomasse solide est calculée, dans le bilan énergétique de la biomasse solide, en additionnant à la consommation brute de biomasse solide le solde du commerce extérieur.

Les variations de stock sont supposées nulles.

### **Echanges extérieurs**

Le commerce extérieur de bois-énergie fait l'objet d'un suivi détaillé dans les statistiques douanières. Ce suivi, basé sur la Nomenclature combinée, distingue le bois de chauffage (sous ses différentes formes) des autres types de bois (bois brut, bois sciés, etc.).

Les différents types de bois de chauffage sont regroupés dans la catégorie « 4401 - Bois de chauffage en rondins, bûches, ramilles, fagots ou sous formes similaires ; bois en plaquettes ou... », qui est elle-même divisée en 8 produits élémentaires : les bois en plaquette, les granulés de bois, les sciures, les déchets de bois, le bois de chauffage en rondins, bûches, etc.

Pour chacun des produits élémentaires, on dispose, depuis 2000, de séries par pays d'importation ou d'exportation, en volume (kg) et en euros. A noter qu'il y a néanmoins eu quelques changements de nomenclature, notamment sur la période 2009-2013.

Produits utilisés dans le commerce extérieur de bois-énergie

23032090	Bagasses de canne à sucre :
44011100	Bois de chauffage, en rondins, bûches, ramilles, fagots ou sous formes similaires, de conifères
44011200	Bois de chauffage, en rondins, bûches, ramilles, fagots ou sous formes similaires, autres que de conifères
44013100	Granulés de bois
44013900	Sciures, déchets et débris de bois, agglomérés sous forme de bûches ou sous formes similaires (à l'exclusion des granulés et des briquettes)

Depuis 2022, les briquettes ne sont plus incluses dans le code 44013900 mais ont une catégorie en propre :

44013200          Briquettes de bois

Les quantités importées et exportées sont mesurées en poids. Elles doivent donc être converties en unité énergétique pour la comptabilité énergétique. Cette conversion nécessite d'affecter à chaque produit détaillé un pouvoir calorifique inférieur. Il s'agit d'un point particulièrement délicat, compte tenu de l'hétérogénéité des produits, de leur degré d'humidité et de la grande variabilité du PCI du bois-énergie selon le type de produit. Pour les produits standard, tels que les granulés, le PCI est assez bien connu ; pour d'autres produits, telles que les plaquettes forestières, on ne dispose que de fourchettes.

En outre, le PCI d'une catégorie de bois peut être différent à l'importation et l'exportation. Cela est d'ailleurs vraisemblable compte tenu de prix par tonne différents (notamment pour les « sciures, déchets et débris de bois, agglomérés sous forme de bûches... »). On a néanmoins supposé, par souci de simplification, que les PCI sont les mêmes à l'importation et à l'exportation.

Les PCI des différents produits ont été contrôlés au regard de leur prix induit par unité énergétique. Dans le cas des « sciures, déchets et débris de bois, agglomérés sous forme de bûches, briquettes ou sous formes similaires », le PCI a été fixé à 2,8 MWh par tonne, bien qu'on considère plutôt que le PCI des briquettes soit de l'ordre de 4,8 MWh par tonne. Néanmoins, un PCI élevé aurait conduit à un prix par MWh très bas.

Le tableau suivant fournit les PCI utilisés dans l'exploitation des données douanières sur le bois par catégorie de produit.

Catégories de produits après 2012	PCI MWh/t	Source
Bois de chauffage en rondins, bûches, ramilles, fagots ou sous formes simil.	3	Coefficient de conversion EAPE
Bois de conifères, en plaquettes ou en particules	2,8	Arrêté DPE
Bois en plaquettes ou en particules	2,8	Arrêté DPE
Granulés de bois	4,6	Arrêté DPE; valeur standard
Briquettes de bois	4,6	Arrêté DPE
Sciures, déchets et débris de bois, agglomérés sous forme de bûches, briquettes ou sous formes similaires	2,8	Estimation en tenant compte du prix/MWh
Sciures de bois	2,2	Arrêté DPE
Déchets et débris de bois	2,2	On suppose un PCI proche des sciures

### (C) Consommation

#### **Consommation de biomasse solide dans le secteur de la transformation**

La consommation de biomasse solide dans le secteur de la transformation et les productions de chaleur et d'électricité correspondantes sont mesurées à l'aide des enquêtes EAPE, EARCF et EACEI.

La méthodologie d'exploitation de ces enquêtes, ainsi que le mode de calcul des consommations, sont largement communs aux combustibles renouvelables et déchets. Ils sont précisés dans la partie 02.

## Transformation de charbon de bois.

Depuis 2022, le bilan de l'énergie inclut la consommation de charbon de bois à des fins énergétiques. Le charbon de bois est issu de biomasse primaire, domestique ou non. La production domestique de charbon de bois est estimée à partir de l'enquête annuelle de production (EAP), qui identifie le produit 20.14.72 « charbon de bois » de la nomenclature CPF. Le commerce extérieur de charbon de bois est issu des douanes avec le code 44029000 : Charbon de bois, même aggloméré (à l'exclusion des fusains, du charbon de bambou, de coques ou de noix, du charbon conditionné comme médicament, mélangé d'encens ou activé. On considère que l'utilisation non énergétique du charbon de bois est négligeable. La consommation de charbon de bois est estimée par solde :

$$\text{Consommation} = \text{Production} + \text{Importations} - \text{Exportations}$$

La transformation de biomasse domestique en charbon de bois produit est effectuée en considérant les hypothèses suivantes :

- D'après la FAO/ITTO/Unece, la masse volumique du charbon de bois est de 7 m<sup>3</sup> équivalent bois rond (ebr)/t<sup>26</sup>. Cela signifie qu'il faut 7 m<sup>3</sup> de bois rond pour produire une tonne de charbon de bois.
- D'après le Joint Wood Energy Enquiry (JWEE), le PCI du bois énergie est de 10,963 TJ/1000 m<sup>3</sup>

Il s'ensuit ainsi que

$$1 \text{ TJ bois} = 1 \text{ ktonne charbon} * 7 \frac{\text{m}^3}{\text{tonne}} * 10,963 \frac{\text{TJ}}{1000 \text{ m}^3}$$

Autrement dit, pour une unité énergétique de charbon produit domestiquement, il faut 2,63 unités énergétiques de biomasse.

La consommation de biomasse pour la production de charbon est déclarée en TJ alors que la consommation de charbon est déclarée en tonnes : avec 1 TJ de bois énergie, on produit 13,03 T de charbon (0,01303 kT de charbon).

## Consommation de bois des ménages

L'estimation de la consommation de bois des ménages repose principalement sur les estimations établies à partir des enquêtes Logement 2006, 2013 et 2020.

La méthode d'exploitation de l'enquête Logement pour l'estimation de la consommation de bois des ménages est précisée ci-dessous.

*Estimation de la consommation de bois des ménages à partir des enquêtes logement 2013 et 2020.*

L'enquête logement 2013 concerne l'ensemble des logements ordinaires (logements en communautés et habitations mobiles exclues) qui sont des résidences principales en France métropolitaine et dans les DROM. Sa collecte s'est déroulée de juin 2013 à juin 2014. L'enquête logement 2020 couvre le champ de la France métropolitaine (hors DROM), sa collecte s'est déroulée d'octobre 2019 à avril 2021. L'enquête décrit les modes de chauffage et les factures des différents vecteurs énergétiques utilisés par les ménages.

Dans l'enquête logement, le bois est la seule énergie pour laquelle les ménages peuvent renseigner une quantité annuelle consommée. Cette consommation peut être déclarée selon

---

<sup>26</sup> FAO/ITTO/Unece Forest product conversion factors questionnaire, 2018.

quatre unités : le stère, le kg, le litre<sup>27</sup> ou le m<sup>3</sup>. L'enquête permet de connaître l'usage de l'appareil de chauffage au bois (base, appoint régulier, appoint exceptionnel, non utilisé). Elle permet de savoir si le bois est acheté en totalité, en partie ou obtenu gratuitement. Par ailleurs, l'enquête fournit le montant de la dépense en bois du ménage au cours des douze derniers mois. Les déclarations des appareils de chauffage au bois peuvent permettre d'identifier le combustible principal : granulés – bois ou bûches dans l'ENL 2013, granulés, bûches ou briquettes-bûchettes dans l'ENL 2020. L'identification du combustible principal permet d'appliquer un taux de conversion spécifique pour les granulés (4,6 MWh/t). Le coefficient de conversion des bûches est de 0,147 tep/stère, soit en prenant une conversion de 450 kg par stère, 3,8 MWh/t. Dans l'ENL 2013, la conversion en stères est effectuée de la façon suivante : 450 kg ou 0,66 m<sup>3</sup> équivalent à un stère (quantité de bois déclarée en m<sup>3</sup> de bois plein). Dans l'ENL 2020, et suite à des échanges avec le Ceren, la conversion en stères est changée à 1 m<sup>3</sup> de bois pour 1 stère (quantité de bois déclarée en m<sup>3</sup> de bois apparent).

L'enquête logement permet de connaître le parc de ménages en résidence principale individuelle chauffés au bois, que l'appareil soit utilisé ou non, ainsi que la consommation unitaire de bois par ménage. Le parc utilisé par le SDES diffère de celui du Ceren du fait de différences de périmètre. Le Ceren inclut notamment les ménages en logement collectif et exclut le bois non utilisé.

Pour estimer la consommation de bois des ménages pour leurs résidences principales, le SDES a procédé à un redressement des données brutes des enquêtes logement dans les deux situations suivantes : présence dans le fichier de données très élevées pour la consommation de bois qui a priori constituent des valeurs aberrantes (situation 1) ; présence de logements pour lesquels les ménages ont déclaré utiliser du bois pour le chauffage (situation 2) mais sans consommation associée.

Dans l'ENL 2013, dans un premier temps, le SDES a calculé la valeur médiane non pondérée de consommation de bois des ménages répondants, hors ceux concernés par ces valeurs extrêmes et l'absence de réponse, en distinguant les logements individuels et collectifs : 5 stères pour les logements individuels et 3 stères pour les logements collectifs. Ces valeurs ont été appliquées aux logements avec une consommation de bois jugée excessive (situation 1) et une consommation de bois manquante (situation 2).

Dans l'ENL 2020, les consommations élevées et les non-réponses ont été corrigées par un modèle économétrique robuste. Le modèle explique la consommation de bois par mètre carré par le type de chauffage au bois, les degrés-jours unifiés<sup>28</sup>, l'âge de l'appareil de chauffage au bois, le type d'unité urbaine, un indice de qualité thermique du logement, le taux d'inoccupation du logement et le nombre de pièces du logement. Les consommations élevées sont celles supérieures au percentile 0,99 de la consommation par usage (6 catégories : bois base, granulés base, bois en appoint, bois en usage exceptionnel, chaudière, cheminée).

#### *Estimation de la consommation de bois des ménages depuis 2013*

Les enquêtes Logement 2006, 2013 et 2020 permettent d'estimer la consommation de bois, à climat réel mais également corrigée des variations climatiques. Cette dernière se calcule en appliquant un coefficient de rigueur climatique, calculé comme le rapport entre le nombre de degrés-jours de l'année considérée et le nombre de degrés-jours moyens, à 70% de cette consommation. Une partie de la consommation, fixée par convention à 30 %, est supposée insensible aux variations climatiques.

---

<sup>27</sup> L'unité L n'est pas disponible dans l'ENL 2020.

<sup>28</sup> Voir partie 09.

A partir des estimations du parc en 2006 et 2013, ainsi que des ventes d'appareils sur la période (source : Observ'ER), on peut déduire qu'environ 33 % du parc de 2013 a été mis au rebut entre 2013 et 2020. Cette part s'élevait à 36 % entre 2006 et 2013.

$$\frac{\text{Parc}_{2013} + \text{Ventes}_{2013-2020} - \text{Parc}_{2020}}{\text{Parc}_{2006}} = 33\%$$

Où  $\text{Parc}_{2013}$  et  $\text{Parc}_{2020}$  correspondent au parc de résidences principales équipées d'un appareil au bois en 2013 et 2020 et  $\text{Ventes}_{2013-2020}$  est le nombre d'appareils vendus entre 2013 et 2020, soit 2,6 millions. Le taux annuel de mise au rebut est donc d'environ 5,5 %, contre 6,1 % entre 2006 et 2013.

A partir de ce taux de mises au rebut, supposé constant entre deux éditions de l'enquête logement, et des ventes annuelles d'appareils de chauffage au bois, on peut déterminer le parc de résidences principales chauffées au bois en année N :

$$\text{Parc}_N = \text{Parc}_{2020} * (1 - t_{\text{rebut}})^{N-2020} + \text{Ventes}_{2020 \text{ à } N}$$

On suppose par ailleurs que les nouveaux appareils au bois ont une consommation moindre que les anciens, en raison de l'amélioration de leurs performances. Pour calculer cette consommation des appareils récents, on calcule :

La consommation totale CVC de stères en 2020 issue de l'ENL 2020 : environ 43,5 millions, soit environ 7,3 millions de logements consommant en moyenne environ 6 stères par an ;

La consommation totale CVC de stères en 2020 des appareils déjà présents en 2013 : 30,6 millions, soit (7,3 millions de logements en 2020 – 2,6 millions d'appareils vendus entre 2013 et 2020) \* 6,6 stères par logements en 2013 en CVC.

La différence entre les consommations ci-dessus correspond à la consommation de stères des 2,6 millions de logements équipés d'appareils récents. On en déduit donc une consommation moyenne CVC de 5 stères par an pour les nouveaux appareils.

A partir de ces deux paramètres, on peut calculer la consommation CVC du parc en année N :

$$\text{Conso de stères}_N = \text{Parc}_{2020} * (1 - t_{\text{rebut}})^{N-2020} * 6 \text{ stères} + \text{Ventes}_{2020 \text{ à } N} * 5 \text{ stères}$$

Cette modélisation, qui a l'avantage d'être simple, est évidemment assez fragile. Elle dépend fortement du taux de mise au rebut des appareils et de la consommation estimée des appareils récents, ces deux paramètres ayant été estimés à partir de données datant de la période 2006, 2013 et 2020. Du fait de cette modélisation, l'évolution de la consommation des ménages est déterminée par les ventes d'appareils au bois : si elles dépassent les mises au rebut, la consommation augmentera, sinon elle diminuera. A cela s'ajoute la décroissance tendancielle de la consommation par ménage.

#### *Consommation de bois des résidences secondaires*

La consommation de bois des résidences secondaires est estimée sur la base des deux hypothèses suivantes :

Le taux d'équipement des résidences secondaires en maison individuelle (42,70 %) et en logement collectif (1,4 %) est supposé identique à celui observé dans les résidences principales dans l'enquête logement 2013. Ce taux sera mis à jour dans un deuxième temps avec l'ENL 2020.

On considère une consommation unitaire des résidences secondaires 5 fois moins importante que celle des résidences principales.

Le nombre de résidences secondaires individuelles et collectives utilisé est celui des Comptes du logement établis par le SDES. La consommation de bois des résidences secondaires CVC est ainsi estimée à un peu moins de 2 TWh, selon les années.

### **Consommation finale de biomasse solide dans le secteur résidentiel collectif et dans le tertiaire (hors réseaux de chaleur et cogénération)**

Certains bâtiments relevant du tertiaire<sup>29</sup> ou de l'habitat collectif disposent parfois de chaufferies biomasse, sans que celles-ci soient connectées à des réseaux de chaleur.

Pour estimer leur consommation énergétique de biomasse, l'EAPE peut être utilisé en cas de cogénération. Dans ce cas, il faut reporter la part de leur consommation de combustible utilisée pour produire de la chaleur autoconsommée dans le secteur tertiaire. Le traitement est identique à celui appliqué aux autres auto-producteurs.

#### *Exploitation des données du Fonds Chaleur*

Pour les chaufferies (hors cogénération) alimentant des bâtiments tertiaires ou de l'habitat collectif, les données de consommation du Fonds chaleur peuvent être utilisées. L'Ademe estime en effet, pour chaque nouveau projet bénéficiant du Fonds chaleur, la consommation annuelle théorique de biomasse de l'installation. Celle-ci correspond à la consommation annuelle en régime de croisière de la chaufferie une fois le projet réalisé.

Comme il n'existe pas de suivi annuel exhaustif de la totalité des installations ayant bénéficié du Fonds chaleur (ou du plan bois - énergie), l'estimation de la consommation de biomasse dans le tertiaire et l'habitat collectif ne peut reposer que sur ces consommations annuelles théoriques.

On peut donc estimer la consommation des chaufferies des bâtiments tertiaires et de l'habitat collectif (hors réseaux de chaleur et hors cogénération) par la somme des consommations théoriques quelle que soit l'année de lancement du projet (ou l'année d'enregistrement du dossier par le Fonds chaleur). Néanmoins, la consommation de l'année N ne tient compte que des projets lancés au cours de l'année N-2 ou avant, les projets initiés en N et N-1 étant supposés inachevés. A noter que les consommations théoriques reportées dans le cadre du fonds chaleur, correspondent, en cas de remplacement d'une chaufferie au bois par une chaufferie plus récente, uniquement à la part supplémentaire de consommation de biomasse.

L'Ademe a fourni au SDES le détail des consommations théoriques relevant du tertiaire, de l'habitat collectif et des réseaux de chaleur, à partir de 2009. C'est sur cette base qu'ont été estimées les consommations du tertiaire et de l'habitat collectif. Néanmoins, pour les installations antérieures à 2009 et ayant bénéficié du plan Bois-énergie, il n'est pas possible de connaître la part de celles-ci relevant effectivement du tertiaire hors réseaux de chaleur. Du fait de ce problème de stock, les estimations de consommation jusqu'à 2014 ont été figées (elles correspondent à une méthodologie précédente employée par le SDES). Ainsi, les consommations théoriques fournies par l'Ademe ne sont utilisées qu'à partir de 2015 pour l'estimation de la consommation du tertiaire (hors réseaux de chaleur et hors cogénération).

Les consommations théoriques des installations du Fonds chaleur fournies par l'Ademe sont également utilisées pour l'estimation de la consommation des chaufferies dans l'habitat collectif (hors réseaux de chaleur). Cette estimation repose également sur une exploitation de l'Enquête

---

<sup>29</sup> La consommation dans le tertiaire recouvre les quantités de combustibles consommées par les entreprises et administrations des secteurs public et privé. Divisions 33, 36, 37, 38, 39, 45, 46, 47, 52, 53, 55, 56, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84 (excepté la classe 84.22), 85, 86, 87, 88, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96 et 99 de la NACE rév. 2. Les combustibles utilisés pour le chauffage et l'éclairage dans les gares ferroviaires et routières, les embarcadères et les aéroports sont à déclarer dans cette catégorie, de même que les combustibles utilisés pour toutes les activités autres que le transport des divisions 49, 50 et 51 de la NACE rév. 2.

logement de 2013. En effet, selon l'enquête logement 2013, environ 40 000 logements ont déclaré un chauffage ou une chaufferie collective utilisant pour combustible les bûches ou les granulés de bois. En supposant une consommation de chaleur des ménages d'environ 10 MWh par logement et par an, cela correspond à 407 GWh. Cette valeur a été utilisée pour caler la consommation de biomasse des chaufferies collectives au bois en 2013.

### **Consommation finale de biomasse solide dans l'industrie.**

L'enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans les industries (EACEI) réalisée par l'Insee fournit les consommations de bois et de sous-produits de bois à usage énergétique des établissements industriels de plus de 20 salariés. Elle intègre l'auto-consommation. Pour les installations industrielles produisant de l'électricité et de la chaleur en cogénération, les données de l'EAPE sont toutefois privilégiées par rapport à celles de l'EACEI (cf. partie 2).

### **Consommation finale de biomasse solide dans le secteur agricole.**

Le calcul de la consommation finale de biomasse solide dans le secteur agricole repose sur :

- L'enquête sur les consommations et les productions d'énergie dans les exploitations agricoles : à partir de cette enquête, on estime que la consommation de biomasse solide des exploitations agricoles s'est élevée en 2023 à 1,9 TWh. Dans cette enquête, on entend par biomasse solide : le bois de feu, les sous-produits du bois, la biomasse hors bois (paille, etc.), sous-produits pour production d'énergie (betterave...), y compris pour une faible part des huiles végétales pures.
- Cette estimation est mise à jour à partir des consommations théoriques des projets aidés par le Fonds chaleur dans le secteur « entreprises agricoles ».

## **03) BILAN MONÉTAIRE DU BOIS-ÉNERGIE**

### **(A) Présentation du bilan monétaire**

Le champ du bilan du bois-énergie est un sous-ensemble du bilan biomasse solide diffusé par le SDES chaque année. On ne prend en compte ici que le bois-énergie en excluant la liqueur noire, les déchets végétaux et la bagasse.

Le champ géographique est la France, y compris les DROM.

L'autoconsommation n'est pas valorisée, mais les achats informels des ménages sont inclus. Le secteur de l'agriculture-sylviculture est supposé relever dans sa totalité de l'autoconsommation. Les données monétaires sont TTC pour le résidentiel et HTVA pour les autres secteurs.

Le calcul des valorisations monétaires est détaillé selon 4 grands secteurs :

- La transformation ;
- L'industrie ;
- Le tertiaire (commerce et services) ;
- Le résidentiel.

Le principe est de multiplier les consommations physiques issues d'achats par les prix moyens observés.

## **(B) Sources de données**

### Données de prix issues de l'enquête du CEEB complétées par l'Ademe

Le Centre d'études de l'économie du bois (CEEB) en réalise la collecte par délégation du SSP (service statistique du ministère chargé de l'agriculture). Il s'agit d'une enquête de la statistique publique (passage au CNIS et au comité du label). Sa périodicité est trimestrielle.

Les unités interrogées sont des entreprises exerçant une activité d'exploitation forestière, sélectionnées parmi celles répondant à l'enquête de branche « Exploitation forestière ». Il est indiqué dans le dossier pour le comité du label que l'échantillon sélectionnée par le SSP est complété par le CEEB qui dans le cadre de son enquête plus générale sur le bois énergie recueille des informations auprès d'unités dont une des activités secondaires est l'exploitation forestière.

Le questionnaire distingue :

- Les produits bruts (écorces, dosses et délignures, sciures, chutes de scieries, chutes de seconde transformation, recyclage de classe A en vrac, copeaux de rabotage) ;
- Les bois bûches (en vrac, sur palette et en filets) ;
- Les produits élaborés (plaquettes forestières, plaquettes bocagères, plaquettes urbaines, mélanges, plaquettes de scierie) ;
- Les briquettes ;
- Les granulés (avec une double enquête producteurs et distribution).

Hormis le volet « granulés » enquête distribution, on interroge les enquêtés sur les prix de vente moyen le dernier mois du trimestre. Il s'agit d'un prix « camion départ », c'est à dire hors livraison et HTVA.

Pour le volet « granulés » enquête distribution, les prix sont les moyennes des prix facturés durant le trimestre.

Le CEEB diffuse tous les trimestres des résultats détaillés dans sa publication trimestrielle « Prix et indices nationaux : sciages et bois énergie ». Selon le poste de détail, seuls des indices ou alors des indices et des prix à la tonne, au stère et au MWh sont diffusés.

Dans le cadre du bilan monétaire, on retient les séries de prix du bois-bûche et des granulés du CEEB pour l'estimation de la dépense en bois-énergie des ménages.

Le CEEB collecte chaque trimestre des données de prix détaillées par type de produit :

- Bruts (bois bord de route, écorces...)
- Elaborés (plaquettes forestières, produits connexes de scierie, broyats de palette, etc)

Ces données sont des prix bruts au départ de la forêt, plateforme de conditionnement ou scierie selon les cas, hors frais de transport et de livraison du combustible.

A partir des données issues du CEEB, l'Ademe (étude CODA) calcule un prix moyen des combustibles bois pour les chaufferies professionnelles en estimant à environ 12 euros HT le coût de livraison moyen d'une tonne de bois et en prenant comme clef de répartition entre produits la moyenne des projets aidés par l'Ademe :

- Plaquettes 71,5 %
- Ecorces 5,8 %
- Sciures 11,3 %
- Broyats 11,4 %

## (C) Ressources

### Valorisation des importations et exportations de bois-énergie.

Le commerce extérieur de bois-énergie fait l'objet d'un suivi détaillé dans les statistiques douanières. Ce suivi, basé sur la Nomenclature combinée, distingue le bois de chauffage (sous ses différentes formes) des autres types de bois (bois brut, bois sciés, etc.).

La catégorie correspondant au bois de chauffage, libellée « 4401 - Bois de chauffage en rondins, bûches, ramilles, fagots ou sous formes simil. ; bois en plaquettes ou... », est elle-même divisée en plusieurs produits élémentaires : bois en plaquette, les granulés de bois, les sciures, les déchets de bois, le bois de chauffage en rondins, bûches, etc.

Pour chacun des produits élémentaires, on dispose, depuis 2000, de séries par pays d'importation ou d'exportation, en volume (kg) et en euros. Il est donc possible de connaître les importations et les exportations de bois de chauffage en valeur monétaire.

### Estimation de la TVA payée par les ménages sur les achats de bois

La TVA s'applique aux achats des ménages en circuit professionnel. Le montant de TVA est estimé en supposant que ces achats représentent 20 % de la consommation de bois des ménages et en leur imputant un prix égal à la moyenne pondérée des prix des combustibles bois présentée plus haut.

## (D) Consommation

### Secteur résidentiel

#### Prix du Bois-bûche et des granulés pour le secteur résidentiel (diffusés mais non utilisés pour la valorisation)

Le **bois bûche** représente à ce jour l'essentiel (autour de 85 %) des consommations des particuliers en bois de chauffage, même si sa part diminue tendanciellement au profit des granulés. Il s'agit de bois de courte longueur (25 cm à 1 m), ronds ou fendus, issus de l'exploitation de la forêt, des haies et des vergers. Les bûches sont utilisées comme combustibles dans des appareils indépendants (cheminées, foyers fermés et inserts, poêles, cuisinières) et des chaudières de chauffage central à alimentation manuelle.

Le marché informel occupe une place importante dans les ventes de bois bûche : les circuits professionnels ne représentent que moins de 20 % des quantités consommées par les ménages. De plus, la part du bois autoconsommée reste élevée, quoiqu'en diminution.

Les prix présentés sont issus des enquêtes sur les prix des sciages et bois énergie réalisées par le Centre d'études de l'économie du bois (CEEB), par délégation du SSP. Ils sont exprimés en euros par MWh. **Leur calcul à partir du prix en euros par stère s'effectue en prenant en compte un pouvoir calorifique inférieur (PCI) par stère de 2 MWh pour les bûches.** Ce PCI de 2 MWh/stère correspond à une estimation du contenu énergétique des produits commercialisés, qui sont de meilleure qualité que la moyenne des bois utilisés (PCI de 1,7 MWh/stère selon le SDES et 1,5MWh/stère selon l'Ademe).

Depuis le 01/01/2014, le taux de TVA des combustibles utilisés pour le chauffage au bois est 10%. En 2012 et 2013 ce taux de TVA était de 7% et en 2011 de 5,5%. Des prix TTC peuvent être calculés en appliquant ces taux de TVA aux prix HT.

La consommation des **granulés** de bois est en forte croissance. Elle se situe autour de 2,5M tonnes en 2023 alors qu'elle était de 0,5 M tonne en 2011. Les ménages représentent l'essentiel de cette consommation. La part des granulés dans le total de la consommation des ménages en bois-énergie a dépassé le seuil des 10 % et se situe à 17% en 2023.

Les prix des granulés sont aussi issus de l'enquête sur les prix des sciages et bois énergie réalisées par le Centre d'études de l'économie du bois (CEEB). Ils sont exprimés en euros par MWh. **Leur calcul à partir du prix en euros par tonne s'effectue en prenant en compte un pouvoir calorifique inférieur (PCI) par tonne de 4,6 MWh pour les granulés.**

### **Valorisation de la consommation de bois du secteur résidentiel**

L'enquête logement fournit des informations détaillées sur la consommation et les dépenses de bois des ménages pour leurs résidences principales. Elle prend en compte notamment l'auto consommation.

Cette enquête a permis d'estimer le nombre de résidences principales utilisant ce combustible à 7,0 millions pour une consommation de 84 TWh en 2013 et une dépense de 1,5 million d'euros ; 7,3 millions pour une consommation de 66 TWh en 2020 et une dépense de 1,7 million d'euros. La dépense moyenne rapportée à la consommation est ainsi de 18,2 euros/MWh en 2013 et 25,3 euros/MWh en 2020.

En faisant l'hypothèse que cette dépense moyenne est identique pour les résidences secondaires et les résidences principales, on peut estimer que la dépense moyenne rapportée à la consommation du secteur résidentiel est égale à 18,2 euros/MWh en 2013 et 25,3 euros/MWh en 2020.

Les indices de prix du CEEB fournissent une moyenne pondérée des prix des circuits professionnels pour le secteur résidentiel, en pondérant les niveaux des prix des bûches et des granulés (on suppose une répartition 80% sac et 20 % vrac). On en déduit un indice synthétique base 100 pour chaque année de disponibilité de l'ENL (en supposant que les prix du premier trimestre sont représentatifs de ceux de l'année).

Cet indice synthétique permet d'estimer pour les années postérieures à l'année de l'ENL la dépense moyenne rapportée à la consommation pour le secteur résidentiel. Pour ce faire, on fait l'hypothèse que les prix du secteur informel évoluent de la même manière que les prix du secteur commercial et que la structure de la consommation des ménages selon le mode d'acquisition du bois (achat en secteur commercial, achat en secteur informel et autoconsommation) reste inchangée entre deux éditions de l'ENL.

La dépense moyenne évolue comme le prix des bûches qui représentent près de 85 % de l'indice pondéré produit à partir des prix du CEEB.

On déduit alors la dépense du secteur résidentiel en appliquant la dépense moyenne des ménages à la consommation de bois-énergie de ces derniers.

### **Prix par type de bois pour les professionnels**

Les chaufferies industrielles et collectives sont alimentées par plusieurs types de combustibles bois (produits forestiers, produits connexes de l'industrie du bois, bois de récupération) avec des caractéristiques très différentes. De façon générale, plus le combustible est calibré et sec, plus son prix sera élevé.

Le CEEB collecte chaque trimestre des données de prix détaillées par type de produit :

- Bruts (bois bord de route, écorces...)
- Elaborés (plaquettes forestières, produits connexes de scierie, broyats de palette, etc)

Ces données sont des prix bruts au départ de la forêt, plateforme de conditionnement ou scierie selon les cas, hors frais de transport et de livraison du combustible.

## Secteur de la transformation

La consommation du secteur de la transformation correspond aux quantités de bois-énergie utilisées comme combustible pour produire de l'électricité et de la chaleur. Le choix effectué est de valoriser ces consommations au prix moyen des combustibles bois pour les chaufferies professionnelles calculé par CODA-Stratégie pour l'Ademe. Ce prix moyen utilise les prix collectés par le CEEB en ajoutant les coûts de livraisons et en se basant, pour la répartition par type de produit de bois (plaquettes, sciures, broyats, écorces), sur la structure moyenne des consommations des projets aidés par l'Ademe. Il est exprimé HTVA.

Cette estimation pourrait être affinée en utilisant des informations spécifiques par centrale. Plusieurs sources seraient alors susceptibles d'être mobilisées :

- L'EACEI pour les auto-producteurs (électricité et chaleur) du champ de l'industrie ;
- Le Fonds chaleur de l'Ademe pour les installations bénéficiant d'une subvention de ce fonds ;
- Les données de la CRE pour les installations bénéficiant de tarifs d'achat.

## Secteur tertiaire

On utilise pour valoriser la consommation de bois-énergie dans le tertiaire les mêmes prix que pour la transformation. La valorisation est aussi HTVA.

## Secteur de l'industrie

L'EACEI permet de calculer des prix moyens d'achat du bois pour chaque sous-secteur industriel de la nomenclature AIE/Eurostat. Ces prix sont appliquées à la part de la consommation de bois de l'industrie issue d'achats (supposée égale à celle observée dans l'EACEI). L'autoconsommation n'est pas valorisée.

# III. Biogaz

## 01) GÉNÉRALITÉS

Le règlement 2022/132 sur les statistiques de l'énergie définit le biogaz comme « un gaz composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone produit par digestion anaérobie de la biomasse ou par des procédés thermiques à partir de la biomasse, comprenant la biomasse des déchets. [...] Le biogaz est un agrégat de produits égal à la somme du gaz de décharge, du gaz de digestion des boues, des autres biogaz issus de la digestion anaérobie et des biogaz obtenus par des procédés thermiques »

La méthanisation<sup>30</sup> est un processus naturel de dégradation biologique de la matière organique dans un milieu sans oxygène due à l'action de multiples micro-organismes (bactéries). Elle peut avoir lieu naturellement dans certains milieux tels que les marais ou peut être mise en œuvre volontairement dans des unités dédiées grâce à un équipement industriel appelé « méthaniseur ».

---

<sup>30</sup> Les éléments repris dans les paragraphes suivants sont principalement issus de la page « biogaz » du site du Ministère de la transition écologique.

La filière biogaz peut être décomposée en trois sous-filières, segmentées selon l'origine et le traitement des déchets :

- La méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes : les intrants de ces installations sont des déchets agricoles, de l'industrie (principalement alimentaire) et la partie biodégradable des déchets ménagers. Les installations importantes sont dites « centralisées » ; tandis que celles de plus petite dimension sont dites « à la ferme ».
- La méthanisation de boues de stations d'épuration des eaux usées (STEP) : les boues et graisses de stations d'épurations ont un fort potentiel méthanogène, qui permet de produire un biogaz particulièrement riche en méthane.
- Le biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) : ce biogaz, communément appelé « gaz de décharge », est produit naturellement puis capté.

Le biogaz, produit dans des méthaniseurs ou capté dans des décharges, peut ensuite être soit brûlé pour une utilisation sous forme de chaleur seule, d'électricité seule ou de cogénération (chaleur et électricité), soit épuré pour en extraire le méthane. Ce biométhane peut ensuite être injecté dans les réseaux de gaz naturel ou utilisé comme carburant (bioGNV). Le taux de méthane dans le biogaz peut varier d'une installation à une autre.

## 02) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le bilan physique retrace les flux de consommation de biogaz à des fins de transformation (en électricité, en chaleur commercialisée et, par convention, en gaz naturel s'agissant du biométhane injecté dans les réseaux publics de gaz) et d'usage final. Les échanges extérieurs et les variations de stocks étant négligés, la production primaire est supposée égale à la somme des consommations. L'écart statistique est donc nul par construction.

## 03) SOURCES DE DONNÉES

L'**Enquête annuelle sur la production d'électricité** (EAPE) est une enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité menée par le SDES. Elle permet de connaître la consommation de biogaz pour la production d'électricité et de chaleur cogénérée. La méthodologie d'exploitation de l'EAPE pour l'établissement du bilan du biogaz ne diffère pas de celle des autres combustibles renouvelables (voir la partie consacrée à la biomasse, au biogaz et aux déchets).

L'EAPE interroge les installations sur les combustibles utilisés, dont le biogaz. Un PCI de 7 MWh pour 1 000 m<sup>3</sup> est appliqué en cas de consommation déclarée en m<sup>3</sup>.

L'**Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid** (EARCF) est une enquête annuelle qui est déléguée par le SDES à la FEDENE. Elle permet notamment de connaître la consommation de biogaz des réseaux pour la production de chaleur seule ou de chaleur cogénérée (y compris d'électricité, le cas échéant).

La consommation de biogaz doit être déclarée en MWh PCS ; elle est convertie ensuite en MWh PCI (coefficient appliqué de 0,9).

L'**Enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie** (EACEI) est une enquête annuelle menée par l'Insee auprès des établissements industriels. Elle permet notamment de connaître la consommation à usage énergétique de biogaz des établissements industriels. La consommation de biogaz peut être déclarée en Nm<sup>3</sup> (normo mètres cube), le PCI appliqué étant de 7 MWh/1000 Nm<sup>3</sup> ; celle de biométhane en tonnes, avec un PCI appliqué de 14,44 MWh/t.

**SINOE**<sup>®</sup> est « un outil d'analyse [développé par l'Ademe] principalement destiné aux collectivités territoriales afin de les aider à optimiser leur politique de gestion des déchets ménagers et à

améliorer leur service, notamment dans une perspective de maîtrise des coûts. SINOE dispose d'une base de données consolidée qui repose sur un historique unique de 10 ans de données sur la gestion des déchets ménagers et assimilés ».

La base de données de SINOE rassemble notamment des informations sur les unités de méthanisation ainsi que sur les ISDND. En revanche, ces données (quantités de biogaz valorisées, production électrique ou d'énergie thermique...) ne sont pas toujours mises à jour annuellement. Pour les ISDND, elles sont souvent bisannuelles ; pour les installations de méthanisation, la mise à jour est moins régulière. S'agissant de la méthanisation, la collecte s'appuie notamment sur l'outil de collecte et d'enquête, SEA METHA de l'Ademe.

Le site [Open data Réseaux énergies](#) rassemble plusieurs bases de données sur le [parc des sites d'injection de biométhane](#), qui fournissent des informations sur la capacité du parc, le type d'installations et sur les injections totales de biométhane. Ces éléments sont rassemblés par les gestionnaires de réseaux, en particulier GRTgaz, qui les diffuse également sur l'[Observatoire du biométhane](#).

## 04) CONSOMMATION

### Injection dans les réseaux de gaz naturel

Un nombre croissant d'installations de production de biogaz injectent le biométhane, obtenu par épuration du biogaz, dans les réseaux de gaz naturel.

Le volume total des injections est fourni au SDES par GRTgaz, qui agrège les injections dans l'ensemble des réseaux de gaz. Ces chiffres sont cohérents avec ceux du site Open Data Réseaux Energies.

### Consommation de biogaz dans le secteur de la transformation ou dans la consommation finale

La consommation de biogaz dans le secteur de la transformation, et les productions de chaleur et d'électricité afférentes, ainsi que la consommation de biogaz dans l'industrie et, pour partie, dans le « commerce et services publics » est mesurée à l'aide des enquêtes EAPE, EARCF et EACEI.

La méthodologie d'exploitation de ces enquêtes, ainsi que le mode de calcul des consommations, sont largement communs aux combustibles renouvelables et déchets. Ils sont précisés dans la partie 02. À la différence des autres combustibles renouvelables, la répartition entre la consommation de biogaz pour la production de chaleur et celle pour la production d'électricité n'est pas calculée aujourd'hui par application de la méthode Ecabert mais de manière proportionnelle.

### Consommations issues de la base SINOE

La base SINOE est utilisée, dans le cadre du bilan énergétique, pour compléter les autres sources (EAPE, EARCF, EACEI et GRTgaz, pour les injections) sur le champ des installations, non industrielles, produisant de la chaleur seule à partir de biogaz, en dehors d'un réseau de chaleur. Ces installations ne sont donc couvertes ni par l'EAPE, ni par l'EARCF, ni par l'EACEI.

Ces installations peuvent être des installations de méthanisation ou des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND). Les calculs sont très similaires pour ces deux types d'installation.

#### Etape 1 : restriction du champ couvert

Afin d'éviter tout double compte avec les installations déjà comptabilisées lors de l'exploitation des enquêtes EAPE, EARCF et EACEI, seules les installations non industrielles ne produisant pas d'électricité et ne vendant pas de chaleur à un réseau sont prises en compte.

Des variables de la base SINOE permettent d'identifier les installations vérifiant ces critères. À noter que les entreprises de l'EACEI relevant de la section E de la NAF « production & distribution d'eau, assainissement, gestion déchets & dépollution » (divisions 36 à 39) ne sont pas prises en compte lors de l'exploitation de l'EACEI. Ainsi, il n'y a pas de risque que des ISDND soient comptabilisées deux fois, par l'EACEI et par l'exploitation de la base SINOE.

#### Etape 2 : imputation pour les années non renseignées dans SINOE

Les données de consommation ou de production de la base SINOE ne sont pas systématiquement mises à jour annuellement. Pour la plupart des ISDND, ces données sont souvent bisannuelles ; pour les installations de méthanisation, la collecte est plus irrégulière.

Afin de disposer de données annuelles de consommations et des productions, il est donc nécessaire d'imputer les années manquantes. En cas d'année manquante (sous réserve que l'installation ne soit pas fermée), on considère que ces consommations et productions sont égales à celles de la dernière année connue.

#### Etape 3 : calcul des consommations de biogaz pour la production de chaleur et, le cas échéant, de la chaleur vendue correspondante

On considère, pour les installations déclarant une valorisation thermique du biogaz (mais en dehors des situations présentant un risque de double compte décrites ci-dessus), que la consommation de biogaz vaut :

$$\text{Conso}_{\text{Biogaz}} = \text{Volume de biogaz produit} \times \text{PCI}_{\text{Biogaz}} - \text{Autres usages}$$

Le « volume de biogaz produit » est mesuré en m<sup>3</sup>/an (la variable utilisée est « débit total annuel valorisé (en m<sup>3</sup>/an) »). Le « PCI du biogaz » est renseigné par les installations en kWh/m<sup>3</sup>. En cas d'absence de réponse, un PCI moyen est calculé pour les installations similaires (méthanisation ou ISDND). Les « autres usages » correspondent au biogaz vendu, à l'injection de biogaz dans les réseaux ou au biogaz utilisé comme carburant. En cas de données incomplètes, des imputations sont nécessaires.

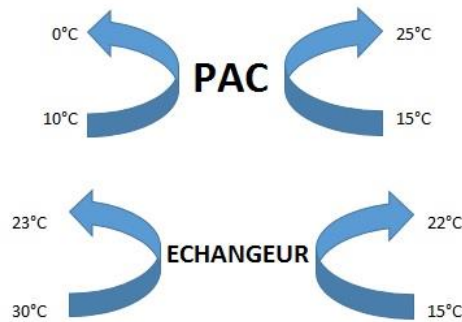
En cas de vente de chaleur, la consommation correspondant à la chaleur vendue (enregistrée dans le secteur de la transformation) est déterminée en supposant un rendement de 85 % pour la production de chaleur.

## IV. Pompes à chaleur

### 01) GÉNÉRALITÉS

Une pompe à chaleur (PAC) est un système thermodynamique qui permet de prélever de la chaleur d'un milieu donné à bas niveau de température, pour la transférer vers un autre milieu à un niveau de température plus élevé. Pour assurer ce transfert de chaleur, les PAC consomment de l'énergie, sous forme électrique dans plus de 95 % des cas en France (l'alternative étant un fonctionnement au gaz).

Contrairement à un échangeur, qui permet de réchauffer une source froide à partir d'une source chaude, la pompe à chaleur réchauffe une source en prélevant de la chaleur sur une seconde source, qui va ainsi refroidir. Exemple :



Les performances d'une PAC sont caractérisées par son efficacité énergétique saisonnière, qu'on retrouve sur l'étiquette énergétique de la PAC. Cette étiquette indique également la classe énergétique de la PAC.

On distingue :

- les pompes à chaleur aérothermiques qui rassemblent les technologies qui utilisent l'air comme source de chaleur,
- les pompes à chaleur géothermiques qui captent l'énergie du sol ou de l'eau.

Les chauffe-eau thermodynamiques sont des pompes à chaleur dédiées à la production d'eau chaude sanitaire.

Les pompes à chaleur « double-service » sont des pompes à chaleur dédiées à la fois à la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire.

Les pompes à chaleur se caractérisent également par leur type d'émetteurs. On peut installer la PAC sur :

- des radiateurs, le vecteur étant l'eau,
- un plancher chauffant, le vecteur étant l'eau,
- des ventilo-convecteurs (sorte de radiateurs avec ventilateurs inclus), le vecteur étant l'air.

### Typologie des pompes à chaleur

On classe généralement les PAC selon le fluide en entrée (air, eau, ...) et le fluide en sortie (air, eau...)

<b>Géothermiques</b>	la chaleur est puisée dans le sol : sol / eau, sol / sol, eau glycolée / eau (2 circuits, un fluide à base d'eau glycolée circule dans un forage vertical ou horizontal sous le jardin)
<b>Hydrothermiques</b>	la chaleur est puisée dans une nappe phréatique ou une rivière : eau / eau (1 seul circuit)
<b>Aérothermiques</b>	la chaleur est puisée dans l'air
<b>air / eau</b>	<i>en sortie, l'eau alimente des radiateurs ou un plancher chauffant</i>
<b>air / air multisplit</b>	<i>en sortie, de l'air à travers des ventilo-convecteurs. Multisplit : plusieurs liaisons, donc plusieurs pièces desservies.</i>
<b>air / air monosplit</b>	<i>monosplit : une seule liaison (entre 1 bloc extérieur et 1 unité intérieure), donc une seule pièce desservie. Les PAC air/air appelées bi-blocs sont bien des PAC monosplits.</i>
<b>air / air monobloc</b>	<i>un seul bloc, avec un tuyau puisant l'air extérieur. Non suivies, ces PAC servent généralement pour la climatisation</i>
<b>air extrait / air ou eau</b>	<i>l'air est puisé à l'intérieur de la maison (sortie d'aération, air du garage,...)</i>
<b>CET</b>	chauffe-eau thermodynamique, PAC produisant de l'eau chaude sanitaire uniquement
<b>PAC double service</b>	PAC produisant à la fois pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire
<b>PAC hybride</b>	PAC couplée à une chaudière (chaudière gaz à condensation,...)

Seules les PAC eau/eau (eau de nappe souterraine ou en surface) sont des PAC hydrothermiques ou aquathermiques, et non les eau glycolée / eau qui sont géothermiques (d'après l'Ademe). Dans les enquêtes d'Observ'ER, les eau glycolée / eau étaient regroupées avec les eau / eau.

Les pompes à chaleur peuvent être à entraînement électrique (consommation d'électricité), mais aussi à entraînement thermique (consommant généralement du gaz). Ces dernières sont toutefois peu répandues en France et sont négligées dans le cadre du bilan énergétique.

### **Filière « géothermie » ou « pompes à chaleur »**

On rencontre de plus en plus de géothermie assistée par pompe à chaleur : il s'agit d'eaux géothermiques moins chaudes (correspondant à des couches moins profondes telles l'Albien en Île de France ou encore en Aquitaine) et qui, après avoir été puisées, sont généralement réchauffées avec des pompes à chaleur. La question du classement entre les filières « géothermie » ou « pompes à chaleur » peut donc se poser.

Le règlement n°2022/132 concernant les statistiques de l'énergie définit la chaleur géothermique comme : « l'énergie thermique provenant de l'intérieur de la croûte terrestre habituellement sous forme d'eau chaude ou de vapeur. La chaleur ambiante captée par des pompes à chaleur dans des sources souterraines est exclue. L'énergie géothermique représente la différence entre l'enthalpie du fluide extrait du puits de production et celle du fluide finalement rejeté ». La géothermie assistée par des pompes à chaleur est donc considérée relever de la filière « pompes à chaleur » et non de la filière géothermique.

### **Réversibilité**

En inversant le cycle du fluide frigorigène, la pompe à chaleur peut puiser des calories dans le logement et les rejette à l'extérieur. Les PAC munies de ce dispositif sont dites « réversibles ». Elles assurent une baisse modérée de la température, de l'ordre de 3 à 4 °C de moins qu'à l'extérieur.

La chaleur renouvelable produite par les pompes à chaleur aérothermiques réversibles fait l'objet d'un calcul particulier, qui justifie de bien les identifier.

En effet, la décision de la Commission du 1<sup>er</sup> mars 2013 relative au calcul de l'énergie renouvelable produite à partir des PAC précise : « Premièrement, les pompes à chaleur réversibles sont souvent installées, dans les conditions climatiques plus chaudes et, dans une certaine mesure, moyennes, pour refroidir l'environnement intérieur, même si elles sont également utilisées pour fournir de la chaleur durant l'hiver. Étant donné que la demande de refroidissement en été est supérieure à la demande de chauffage en hiver, la puissance nominale reflète davantage la demande de refroidissement que les besoins de chauffage. Puisque la puissance installée est utilisée comme indicateur de la demande de chaleur, les statistiques de la puissance installée ne refléteront pas la puissance installée à des fins de chauffage. Deuxièmement, comme les pompes à chaleur réversibles sont souvent installées parallèlement à des systèmes de chauffage existants, on peut en conclure que ces pompes à chaleur ne sont pas toujours utilisées pour le chauffage. »

Il est donc nécessaire de distinguer, parmi les PAC aérothermiques, celles qui sont réversibles :

- 10 % des PAC air/eau du résidentiel sont supposées réversibles ; par contre 83 % le sont dans le secteur tertiaire ;
- Toutes les PAC air/air sont supposées réversibles dans le résidentiel ; en revanche, 83 % des PAC multisplit du tertiaire sont considérées réversibles.

Ces parts de PAC réversibles dans le résidentiel sont déterminés à dire d'expert. Les parts de PAC réversibles dans le tertiaire sont issues de statistiques du CEREN.

## 02) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le bilan physique retrace les flux de consommation de chaleur renouvelable produite par les pompes à chaleur à des fins de transformation en chaleur commercialisée et d'usage final. La production primaire est égale à la somme des consommations. L'écart statistique est donc nul par construction.

## 03) SOURCES DE DONNÉES

Les principales sources de données utilisées sont les données de ventes d'Uniclimate et d'Observ'ER, qui portent sur le **marché métropolitain**. Celles-ci permettent d'établir le parc de pompes à chaleur du résidentiel et en partie du tertiaire, qui est ensuite utilisé pour déterminer la production de chaleur renouvelable :

- **Uniclimate**, le syndicat des industries thermiques, aérauliques et frigorifiques, présente chaque année, au début du mois de février, le bilan et les perspectives des industries thermiques, aérauliques et frigorifiques de l'année précédente. Les chiffres relatifs aux PAC sont issus des statistiques PAC & Clim'info et détaillent notamment les ventes de PAC sur différents segments: « aérothermie sur vecteur eau », « géothermie », « chauffe-eau thermodynamique », « aérothermie sur vecteur air (multisplit réversible) ».
- **Observ'ER**, l'Observatoire des énergies renouvelables, effectue un suivi annuel du marché des pompes à chaleur individuelles (jusqu'à 30 kW), sur la base d'une « collecte de données réalisée auprès de l'ensemble des acteurs intervenant sur le marché français en tant que fabricants, distributeurs ou importateurs ». Les ventes sont estimées par segment d'appareil, tranche de puissance, par région, etc.

L'**AFPAC**, l'Association Française pour la Pompe à Chaleur, diffuse également chaque année les chiffres de ventes de PAC & Clim'info. Cette association effectue aussi des évaluations du parc de PAC et de production ENR (voir notamment le Dossier N°17 de l'AFPAC consacré à « La Pompe à Chaleur au centre de la transition énergétique » ou le dossier « La pompe à chaleur : de nos ambitions 2030 à nos perspectives 2050 » de l'AFPAC).

L'association **PAC & Clim'info** rassemble « les constructeurs de matériels et équipements de climatisation, de conditionnement de l'air, du chauffage thermodynamique et de l'eau chaude sanitaire sur le marché français ». Cette association effectue une enquête « visant à déterminer le nombre de produits de climatisation et de pompes à chaleur mis sur le marché français ». Les chiffres recueillis correspondent donc aux ventes réalisées par les fabricants et distributeurs vers la filière professionnelle hexagonale (installateurs, grossistes). Par conséquent, les ventes à la grande distribution ne sont pas comptabilisées ». Par ailleurs, les statistiques produites concernent uniquement le marché métropolitain, hors exportations et outre-mer. Ces statistiques de ventes s'étendent aux PAC d'une puissance de 2 à 50 kW. PAC & Clim'info présente, vers mi-octobre, les premiers résultats de vente portant sur les trois premiers trimestres de l'année. Ces statistiques sont notamment diffusées sur le site d'Uniclimate.

L'enquête **EARCF** permet de couvrir la production de chaleur issue de PAC des réseaux de chaleur. Dans cette enquête est demandé : le type de PAC utilisé, l'électricité consommée par les PAC, la chaleur produite et la puissance thermique. A noter que, pour la géothermie, l'enquête précise bien qu'il s'agit de la géothermie hors PAC.

## 04) CONSOMMATION

### (A) Éléments techniques

L'estimation de la production de chaleur à partir des pompes à chaleur est complexe et repose sur un certain nombre d'hypothèses. Elle doit notamment tenir compte du différentiel de température entre le milieu chauffé et le milieu extérieur, les consommations énergétiques des PAC, etc. En pratique, on applique le calcul de la part d'énergie renouvelable produite à partir de pompes à chaleur, défini à l'annexe VII de la directive ENR<sup>31</sup> :

La quantité d'énergie aérothermique, géothermique ou hydrothermique capturée par des pompes à chaleur, devant être considérée comme énergie produite à partir de sources renouvelables aux fins de la présente directive se calcule selon la formule suivante :

$$E_{RES} = Q_{utilisable} * (1 - 1/FPS)$$

Sachant que :

- $Q_{utilisable}$  est la chaleur utilisable totale estimée qui est délivrée par des pompes à chaleur répondant aux critères indiqués à l'article 7, paragraphe 4 [de la directive], et mis en œuvre comme suit: seules sont prises en compte les pompes à chaleur pour lesquelles  $FPS > 1,15 * 1/\eta$
- FPS est le facteur de performance saisonnier moyen estimé pour lesdites pompes à chaleur ;
- $\eta$  est le ratio entre la production brute totale d'électricité et la consommation énergétique primaire requise pour la production d'électricité et se calcule en tant que moyenne à l'échelle de l'Union, fondée sur les données Eurostat.

Dans le bilan, **toutes les PAC sont prises en compte**, contrairement au rapportage spécifique sur les EnR (dit « SHARES »), dans lequel seules sont prises en compte les PAC dont le FPS est supérieur à 2,5 (ce qui correspond à une efficacité du système énergétique ( $\eta$ ) à 45,5 %). Pour les chauffe-eaux thermodynamiques, il est considéré que le seuil minimal de performance n'est pas atteint (d'après la décision de la Commission du 1<sup>er</sup> mars 2013 : « Dans le cas des pompes à chaleur installées sur des chauffe-eau dont la source est l'air, un FPS supérieur au seuil minimal ne se rencontre en principe qu'exceptionnellement »). Ceci s'explique notamment par les pertes statiques du ballon d'eau chaude.

Par sa décision du 1<sup>er</sup> mars 2013, la Commission a fixé des valeurs par défaut pour les heures de fonctionnement ainsi que les facteurs de performance selon les zones géographiques (« plus chaudes », « moyennes », « plus froides »)

---

<sup>31</sup> La part non renouvelable, qui peut s'interpréter comme la différence entre la production totale de chaleur de la PAC et sa consommation renouvelable, n'est pas calculée pour les PAC hors réseaux de chaleur. Cela revient à la considérer comme du chauffage électrique.

**Valeurs par défaut pour des conditions climatiques moyennes, issue de la décision de la Commission du 1<sup>er</sup> mars 2013**

Source d'énergie de la pompe à chaleur	Source d'énergie et fluide caloporteur	Nombre d'heures de fonctionnement équivalent à pleine charge	Facteur de performance saisonnier moyen estimé
Energie aérothermique	Air-air	1770	2,6
	Air-eau	1640	2,6
	Air-air (réversible)	710	2,6
	Air-eau (réversible)	660	2,6
	Air extrait-air	660	2,6
	Air extrait-eau	660	2,6
Energie géothermique	Sol-air	2070	3,2
	Sol-eau	2070	3,5
Chaleur hydrothermique	Eau-air	2070	3,2
	Eau-eau	2070	3,5

**(B) Calcul de l'énergie renouvelable produite par les pompes à chaleur, dans le secteur du résidentiel et du petit tertiaire.**

L'estimation de l'énergie thermique produite par les pompes à chaleur du résidentiel et du tertiaire de moins de 30 kW se déroule en plusieurs étapes :

- Estimation d'un parc de PAC par type d'appareils ;
- On applique à ce parc, un certain nombre d'hypothèses, par type d'appareils : part des PAC réversibles, puissance moyenne des PAC, part des PAC vérifiant le seuil minimal de performance (FPS supérieur à 2,5) ;
- Calcul de la production de chaleur renouvelable en appliquant les formules de la décision de la Commission et les valeurs par défaut de la zone climatique moyenne.

**Estimation d'un parc de PAC par type d'appareil**

Le parc de PAC est estimé à partir des statistiques de ventes de pompes à chaleur produites par Observ'ER pour les PAC géothermiques et air/eau, et à partir des statistiques de ventes d'Uniclimate (PAC Clim'info) pour les PAC aérothermiques. Les ventes de PAC permettent d'évaluer l'accroissement du parc de pompes à chaleur en fonctionnement en métropole. Une partie des PAC est néanmoins mise au rebut au bout de quelques années.

On suppose que la durée de vie moyenne des pompes à chaleur aérothermiques est d'environ 18 ans, en accord avec les hypothèses des certificats d'économie d'énergie. Celle des pompes à chaleur géothermiques est estimée à environ 21 ans, ce qui correspond à l'hypothèse adoptée par l'étude de filière effectuée à l'été 2021 de l'association française des professionnels de la géothermie. Pour tenir compte de cette durée de vie, on suppose que le parc de PAC mises en service une année donnée se réduit de 10 % chaque année à partir de la treizième année (pour les PAC non géothermiques).

Avant 2005, les statistiques de ventes sont incomplètes. En particulier, on ne dispose pas de statistiques de ventes sur les PAC air-air avant cette date, bien que ce type de PAC n'était pas exceptionnel. Ainsi, le CEREN estimait qu'en 2006 : environ 530 000 PAC air-air étaient installées dans des maisons individuelles, 210 000 dans des logements collectifs et 1 500 000 dans des

bâtiments du tertiaire<sup>32</sup>. Il semble toutefois qu'une part importante des PAC air-air vendues avant 2005 ne vérifiaient pas le seuil de performance. Pour cette raison, on considère qu'il est possible de négliger le parc de PAC air-air antérieures à 2005 pour le calcul de la production d'énergie renouvelable. S'agissant des PAC géothermiques ou air-eau, il existe des statistiques de ventes antérieures à 2005 (et même remontant à la fin des années 1970). Cependant, les ventes de ces types de PAC ne commencent réellement à décoller qu'à partir de 2005-2007<sup>33</sup>.

### Estimation de la puissance du parc de PAC en fonctionnement par type d'appareil

La puissance du parc de PAC est estimée en appliquant aux nombres de PAC en fonctionnement des hypothèses de puissance moyenne. Ces puissances moyennes sont estimées à partir des statistiques de ventes Uniclimate et Observ'ER sur les années 2013 et 2014.

En outre, la part des pompes à chaleur réversibles doit être estimée, dans la mesure où le nombre d'heures de fonctionnement de ces appareils est supposé, d'après les valeurs par défaut proposées par la Commission, inférieur d'environ 60 % à celui des appareils non réversibles. En raison du faible nombre de données à ce sujet, les parts de PAC réversibles sont également établies à dire d'expert. La totalité des PAC aérothermiques utilisées dans le résidentiel sont supposées « réversibles », ce qui correspond à une hypothèse conservatrice (du moins si les valeurs par défaut employées pour les PAC réversibles sont prudentes).

Dans le petit tertiaire (qui représenterait seulement quelques pourcents du total résidentiel et tertiaire < 30 kW, cf. ci-dessous), on suppose qu'environ 17 % des PAC air-air ne sont pas réversibles (source : enquête CEREN). L'estimation du parc tertiaire est détaillée infra.

Depuis 2016, on estime que 100 % des PAC géothermiques et air-eau vérifient le critère de performance minimal (FPS > 2,5) et 95 % des PAC air-air. Pour les chauffe-eaux thermodynamiques, comme indiqué précédemment, on considère que le critère de performance n'est vérifié qu'exceptionnellement ; on ne retient donc pas ces appareils pour le calcul de la production de chaleur renouvelable.

### Hypothèses de puissance moyenne thermique et de part de PAC réversibles par type d'appareils

	Puissance thermique moyenne (kW)	% de PAC réversibles	% dont le FPS est supérieur à 2,5 (en 2020)
Géothermique	11,7	0%	100%
Air-eau	10 jusqu'à 2015, puis augmentation jusqu'à 11 en 2019	100%	100%
Air-air multisplit	8,8	100% (83% dans le tertiaire)	95%
Air-air monosplit	6,3 jusqu'à 2015, puis augmentation jusqu'à 6,9 en 2019	100% (83% dans le tertiaire)	95%

Note : dans le dossier « Ambitions 2030 Perspectives 2050 », l'AFPAC retient comme hypothèse des puissances moyennes, pour le logement individuel, de 10 kW pour les PAC air-eau, 15 kW pour

<sup>32</sup> Source : dossier « La pompe à chaleur : de nos ambitions 2030 à nos perspectives 2050 » de l'AFPAC. Ce dossier précise que : « [L'étude du CEREN de 2006] estime qu'à cette époque seulement 1/3 des PAC étaient installées en logement, dont 72 % de ce tiers en maison individuelle ».

<sup>33</sup> Voir notamment le dossier « La pompe à chaleur : de nos ambitions 2030 à nos perspectives 2050 » réalisé par l'AFPAC. D'après ce dossier, les PAC destinées au résidentiel sont apparues en France à la fin des années 70. Dans les années 1980, le marché a connu une brève embellie, à la faveur de la hausse du prix du fioul et d'une opération lancée par Edf. Toutefois, le retournement des prix du fioul, ainsi qu'un certain nombre de déceptions (qualité des installations notamment), ont conduit à l'effondrement des ventes. Celles-ci ne redémarrèrent que plus de dix ans après, vers 1997, avec le lancement de l'opération Virelec d'Edf, visant à « réhabiliter l'électricité dans le thermique habitat ».

les PAC géothermiques et 7 kW pour les PAC air-air. Pour le logement collectif, les puissances sont de : 6 kW pour les PAC air-air et air-eau et de 7 kW pour la géothermique collective. Le pourcentage de 83 % de PAC réversibles est issu de données du CEREN (cf. ci-dessous sur le tertiaire).

### **Estimation de la production renouvelable totale issue de pompes à chaleur**

Les estimations de puissance par type d'appareils – en distinguant les appareils réversibles ou non –, détaillées ci-dessus, permettent de calculer l'énergie renouvelable produite par les PAC, en appliquant à la formule indiquée ci-dessus les valeurs par défaut des facteurs de performance et des heures de fonctionnement. Par souci de simplicité, les paramètres de la zone climatique moyenne sont appliqués à l'ensemble du parc, bien que certaines parties de la France relèvent de la zone « plus froide » et d'autres de la zone « plus chaude ».

L'énergie renouvelable produite ainsi calculée ne dépend pas des températures de l'année. La production « réelle » (dépendante des variations climatiques) est calculée en appliquant un coefficient de rigueur climatique (rapport entre le nombre de degrés-jours de l'année considérée et le nombre de degrés-jours moyens) à 70 % de la production d'énergie renouvelable. Il est ainsi supposé que 70 % de la consommation finale tirée des pompes à chaleur (même hypothèse que pour la biomasse solide) est proportionnelle au nombre de degrés-jours.

L'ensemble de la production de chaleur renouvelable ainsi calculée est enregistré en consommation finale dans le bilan. A noter que la consommation d'électricité correspondante n'est pas isolée ; cette consommation est incluse dans la consommation finale d'électricité du résidentiel ou du tertiaire (sauf dans le cas des PAC utilisées par les réseaux de chaleur).

#### **Récapitulatif des sources & hypothèses effectuées :**

<b>Sources :</b>	Données de ventes Uniclimate – PAC Clim'Info et Observ'ER, études de l'afpg	
<b>Hypothèses :</b>	Durée de vie des appareils	17 ans pour les PAC aérothermiques, 20 ans pour les PAC géothermiques
	Part vérifiant le FPS minimal par type d'appareil	0 % pour les chauffe-eaux thermodynamiques, 100 % pour les PAC géothermiques ou air-eau, 95 % pour les PAC air-air, mais ces hypothèses varient selon l'année d'installation.
	Puissance moyenne par type d'appareil	11,7 kW pour les PAC géothermiques, 10 kW air-eau avant 2015, 11 kW air-eau après 2015, 8,8 kW air-air multisplit, 6,3 kW air-air monosplit avant 2015, 6,9 kW air-air monosplit après 2015.
	Part des PAC réversibles par type d'appareil	10 % pour les PAC air-eau, 100 % pour les PAC air-air du résidentiel et 83 % pour les PAC air-air du tertiaire.
	Part tertiaire	Quelques pourcents de la puissance sur le segment résidentiel et tertiaire de moins de 30 kW.
	Zone climatique	Zone climatique moyenne pour l'ensemble de la France
	Heures de fonctionnement et FPS moyen	Valeurs par défaut de la décision de la Commission du 1 <sup>er</sup> mars 2013

#### **(C) Estimations sur le parc de PAC tertiaires**

Les évaluations du parc de PAC dans le tertiaire reposent principalement sur les études du CEREN sur la « pénétration des pompes à chaleur dans le secteur tertiaire ». Ces études étaient basées sur des enquêtes portant le tertiaire existant et le tertiaire neuf. Elles évaluaient notamment la surface chauffée par PAC dans le tertiaire, ainsi que la répartition de cette surface, selon le type

de PAC, par année d'installation de la pompe à chaleur (avant 2000, entre 2000 et 2005 et après 2005), par usage (chauffage seul ou chauffage et climatisation) ainsi que par la classe de puissance.

Ces études ne sont plus disponibles depuis quelques années. En conséquence, la surface chauffée par PAC est supposée augmenter de 5 % par an (hypothèse qui est également retenue dans le dossier « La pompe à chaleur : de nos ambitions 2030 à nos perspectives 2050 » de l'AFPAC). En 2020, cette croissance est supposée s'établir à 2 %.

À partir de ces surfaces chauffées par PAC (avec une répartition par type d'appareil), il faut déterminer la puissance correspondante. Celle-ci est estimée en supposant que la puissance installée pour les chauffer est de 0,08 kW<sup>34</sup> par m<sup>2</sup>.

À partir des calculs précédents, on dispose d'une puissance installée dans le tertiaire, que l'on peut répartir par type d'appareil, par tranche de puissance et par tranche d'année d'installation. Les puissances correspondant à des PAC installées avant 2000 ne sont pas prises en compte, celles-ci étant supposées ne pas vérifier les critères de performance.

En outre, on considère que les puissances inférieures à 30 kW sont déjà prises en compte dans le modèle sur le résidentiel et petit tertiaire. Elles servent donc uniquement à calculer la part « tertiaire » de la production renouvelable des PAC relevant du résidentiel et petit tertiaire. En revanche, la puissance des PAC tertiaires de plus de 30 kW est bien prise en compte : on y applique les paramètres d'heures de fonctionnement et de performance décrit ci-dessus (en supposant une part de PAC air-air réversibles de 83 %).

#### **(D) Estimations sur les PAC utilisés par les réseaux de chaleur**

Près de 40 réseaux de chaleur signalent, à l'Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid (EARCF), la production de chaleur renouvelable à l'aide de pompes à chaleur. Il s'agit le plus souvent de dispositifs géothermiques assistés par des pompes à chaleur. Ces réseaux déclarent, dans le cadre de l'EARCF, une production de chaleur à l'aide de PAC et une consommation électrique correspondante. Le FPS ou le COP n'est en revanche pas connu par réseau.

La production de chaleur renouvelable est calculée en retranchant à la production totale de chaleur des PAC leur consommation électrique. On suppose que la consommation d'énergie renouvelable est égale à la production de chaleur renouvelable.

Ainsi, pour chaque réseau, sont connues :

- La consommation d'électricité des PAC ;
- La consommation d'énergie renouvelable des PAC ;
- La production de chaleur totale des PAC ;
- La chaleur livrée issue des PAC (obtenue en répartissant la chaleur livrée en fonction des sources d'énergie) ;
- La production de chaleur renouvelable.

---

<sup>34</sup> La puissance de chauffage est calculée selon la formule suivante (Ademe) :  $Puiss = G * V * (T_{consigne} - T_{extérieure\ de\ référence})$ , où  $G$  est le coefficient de déperdition issue du bilan thermique caractéristique du bâtiment (il est supposé valoir 1,23 W/m<sup>3</sup>.K, source : enquête Phébus),  $V$  est le volume chauffé (ici 1 m<sup>2</sup> \* 2,5 m),  $T_{consigne}$  est la température intérieure souhaitée (20°C) et  $T_{extérieure\ de\ référence}$  est la température extérieure de référence (-6°C).

Le calcul de l'ensemble des grandeurs nécessaires à l'établissement du bilan est alors possible. En appliquant les règles de calcul communes aux autres énergies, on peut déterminer, pour les producteurs principaux et les auto-producteurs :

- La consommation d'énergie renouvelable des PAC dans le secteur de la transformation ;
- La production de chaleur commercialisée correspondante ;
- La consommation finale d'énergie renouvelable des PAC.

## V. Solaire thermique

### 01) GÉNÉRALITÉS

L'énergie thermique issue du rayonnement solaire (appelée ici « énergie solaire thermique ») est actuellement utilisée en France pour produire de la chaleur, essentiellement sous forme d'eau chaude, associée ou non à du chauffage. Elle peut également être utilisée pour produire de l'électricité, mais cette technologie est peu développée<sup>35</sup> en France à ce jour et n'est pas prise en compte dans les bilans énergétiques. Elle peut enfin servir à fabriquer simultanément de la chaleur et de l'électricité, en combinant des capteurs thermiques et des capteurs photovoltaïques. Cette technologie appelée « solaire hybride » ou « PVT » est comptabilisée à partir de l'édition 2022 du bilan de l'énergie et a été intégrée depuis 2015.

L'énergie solaire thermique est captée à l'aide de panneaux. On distingue différents types de capteurs : vitrés (dont sous vide), non-vitrés, souples (utilisés pour les piscines).

Les panneaux solaires hybrides sont classés en deux grandes catégories

- Les capteurs dits « hybrides à eau » (PVT eau) : ce sont des capteurs photovoltaïques pourvus d'un échangeur de chaleur à eau permettant à la fois de refroidir le panneau et de produire de l'eau chaude. Cette dernière peut servir à la production d'eau chaude sanitaire voire de chauffage.
- Les capteurs dits « hybrides à air » ou « aérovoltaiques » (PVT air) : ce sont des capteurs photovoltaïques dont la face arrière est ventilée pour récupérer puis diffuser de l'air chaud dans le logement ou à l'intérieur d'une prise d'air d'un ballon thermodynamique. Ces capteurs sont très majoritairement installés en métropole. Le marché des PVT air a été en constante diminution depuis 2017 avant de s'effondrer après sa sortie du dispositif MaPrimeRénov' en 2020.

On distingue différents types d'installation :

- les chauffe-eau dans les maisons individuelles (Chauffe-Eau Solaire Individuel, CESI) ;

---

<sup>35</sup> Il s'agit principalement de la centrale solaire thermodynamique Ello (9 MW), qui a été inaugurée en septembre 2019 et qui est située sur la commune de Llo dans les Pyrénées-Orientales.

- les systèmes solaires combinés pour la production d'eau chaude et de chauffage (SSC). Ces systèmes se trouvent presque exclusivement dans le secteur résidentiel.
- Les systèmes solaires dans le collectif

L'énergie solaire thermique est proportionnellement beaucoup plus développée dans les DROM qu'en métropole ; en effet, la production solaire thermique des DROM représentait 45 % de celle de la France en 2020.

## 02) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le bilan physique retrace les flux de consommation finale d'énergie solaire thermique. La production primaire est égale à la somme des consommations. L'écart statistique est donc nul par construction.

## 03) SOURCES DE DONNÉES

La source exclusive utilisée actuellement pour la comptabilisation de l'énergie solaire thermique est constituée par les données fournies par Observ'ER dans le cadre d'un marché.

Observ'ER effectue un suivi de la filière solaire thermique depuis 2001 ; son dispositif d'observation a évolué au cours de la période. Actuellement, il est constitué de :

- Collecte sur les installations individuelles métropolitaines : enquête annuelle auprès des fabricants et distributeurs intervenant en France.
- Collecte pour les installations collectives métropolitaines, auprès des industriels, des régions ou de l'Ademe (Fonds chaleur) ;
- Collecte sur les installations individuelles et collectives dans les DROM auprès de différentes instances locales : conseils régionaux, agences locales de l'ADEME, voire antennes d'EdF pour la Martinique et la Guadeloupe...
- Hypothèses d'évolution sur les capteurs souples, technologie devenue très marginale en France.

Il s'agit donc principalement de données de ventes ou de production, dont le parc en service (surface) est déduit moyennant des hypothèses sur la durée de vie des capteurs.

D'autres sources ont été utilisées par le passé :

- Etude bisannuelle sur la production d'énergie de la filière solaire thermique-Observ'ER
- Collecte après des industriels pour les capteurs souples
- Premières tendances de marchés pour les secteurs des appareils domestiques de chauffage au bois et les équipements individuels solaire thermique, photovoltaïque et pompes à chaleur - Observ'ER
- Suivi de la mesure de crédit d'impôt développement durable pour les équipements individuels énergies renouvelables - Observ'ER (via DGEC).

## 04) CONSOMMATION

### (A) Aspects statistiques

On considère que la chaleur solaire thermique est produite et autoconsommée par les utilisateurs finaux ; elle est donc classée en totalité dans les différents secteurs de la consommation finale. Cela constitue toutefois une simplification.

En effet, certains réseaux de chaleur ont recours à l'énergie solaire thermique :

- D'après l'enquête d'Observ'ER, il existe depuis 2014 une production de chaleur solaire thermique par les réseaux de chaleur. En 2019, cette chaleur s'élevait à environ 4 GWh (0,3 % de la production solaire thermique en métropole).
- L'enquête EARCF interroge également les réseaux sur leur production de chaleur solaire thermique. Cette question n'est pas exploitée en tant que telle.

Jusqu'à présent, par simplicité, la production solaire thermique des réseaux de chaleur est affectée en totalité au secteur tertiaire.

La consommation finale est répartie entre le résidentiel (plus de 90 %), le tertiaire (7 % environ), l'industrie et l'agriculture. Le secteur des transports ne produit ni ne consomme d'énergie solaire thermique.

### (B) Mode de calcul de la production solaire thermique (délégué à Observ'ER)

Pour l'énergie solaire thermique, on considère par hypothèse que la consommation finale est égale à la production primaire (i.e. il n'y a pas de combustible, il s'agit de chaleur primaire, ce qui revient à considérer un rendement de 100 %).

La production d'énergie est calculée selon la méthodologie développée par l'association européenne de la filière solaire thermique, en relation avec le « Solar Heating and Cooling Programme » de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA-SHC). Cette méthodologie a été recommandée par Eurostat, fin 2012, pour tous les États membres de l'Union européenne, dans le cadre de l'action concertée.

Par cette méthode, on calcule la production en fonction des surfaces installées, des types de capteur (vitré ou souple) ; de surcroît, dans le cas de capteurs vitrés, on distingue deux types d'installations (eau chaude seule et combiné). On tient également compte des coefficients d'ensoleillement. La production est calculée selon la formule suivante :

Production d'énergie finale régionale (en kWh) = Coefficient d'ensoleillement régional x

(+0.29 x surface capteur souple en m<sup>2</sup>

+0.44 x surface capteur vitré en m<sup>2</sup> pour production eau chaude

+ 0.33 x surface capteur vitré en m<sup>2</sup> pour production combinée d'eau chaude et chaleur)

Les coefficients d'ensoleillement en kWh/m<sup>2</sup> utilisés aujourd'hui sont régionaux. Ils sont issus du Photovoltaic Information System (PVGIS).

La production totale est obtenue en additionnant les productions régionales ainsi calculées.

Une recherche a été menée par Observ'ER pour établir des coefficients de production pour les capteurs hybrides. Du fait de l'absence de méthodologie existante pour évaluer la production des capteurs hybrides, il a été décidé après concertation d'experts de traiter les capteurs hybrides comme :

- Des capteurs souples pour les PVT/air
- Des SSC pour les PVT/eau

#### Coefficient d'ensoleillement

Région	Coefficient kWh / m <sup>2</sup> par an
Alsace	1 085
Aquitaine	1 307
Auvergne	1 269
Basse Normandie	1 134
Bourgogne	1 176
Bretagne	1 168
Centre	1 176
Champagne Ardenne	1 092
Corse	1 510
Franche Comté	1 150
Haute Normandie	1 083
Ile de France	1 117
Languedoc Roussillon	1 451
Limousin	1 266
Lorraine	1 077
Midi Pyrénées	1 353
Nord Pas de Calais	1 011
Pays de la Loire	1 228
Picardie	1 051
Poitou Charente	1 285
PACA	1 524
Rhône Alpes	1 282
Guadeloupe	2 232
Guyane	1 726
Martinique	2 272
Réunion	2 141
Mayotte	2 141

Source : European Commission Joint Project Center : PVGIS

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/pvreg.php?lang=en&map=europe>

## VI. Géothermie

### 01) GÉNÉRALITÉS

#### (A) Les types de géothermie

La géothermie haute température ou production d'électricité à partir de géothermie

La géothermie dite « profonde » (ou « haute température ») est utilisée pour produire de l'électricité. Elle exploite pour cela des aquifères ou des gisements rocheux situés entre 1 500 et 5 000 mètres de profondeur, atteignant une température supérieure à 150°C.

Deux sites de production d'électricité à partir de la géothermie sont actuellement en activité :

- La centrale géothermique de Bouillante (en Guadeloupe) ;
- Le site de Soultz-Sous-Forêts (site expérimental de géothermie profonde), qui a été mis en service en 2011, puis arrêté en 2012 et remis en service en juin 2016.

### **La géothermie à usage thermique ou géothermie basse température**

C'est le type de géothermie le plus répandu, notamment en Île de France et en Aquitaine, pour chauffer des bâtiments. Cette géothermie dite « de basse énergie » exploite des aquifères d'une profondeur de plusieurs centaines de mètres à des fins de production de chaleur. La plupart des puits sont exploités par des réseaux de chaleur.

En Île de France, l'eau chaude est généralement captée dans le dogger, un réservoir qui fournit de l'eau suffisamment chaude pour être utilisée telle quelle. Mais parmi les installations plus récentes, un certain nombre captent de l'eau moins chaude dans des couches supérieures, comme l'Albien, et la réchauffent au moyen de pompes à chaleur. Ce type de géothermie est également relativement exploité en Aquitaine, où se trouvent des couches géologiques favorables.

#### **(B) Filière « géothermie » ou « pompes à chaleur »**

Il existe de nombreuses installations relevant de la géothermie assistée par pompe à chaleur : il s'agit de sites où les eaux géothermiques sont moins chaudes (correspondant à des couches moins profondes telles l'Albien en Île de France ou encore en Aquitaine) et où, après avoir été puisées, ces eaux sont réchauffées avec des pompes à chaleur. La question du classement entre les filières « géothermie » ou « pompes à chaleur » peut alors se poser.

Le règlement n°1099/2008 concernant les statistiques de l'énergie définit la chaleur géothermique comme : « l'énergie thermique provenant de l'intérieur de la croûte terrestre habituellement sous forme d'eau chaude ou de vapeur. *La chaleur ambiante captée par des pompes à chaleur dans des sources souterraines est exclue.* L'énergie géothermique représente la différence entre l'enthalpie du fluide extrait du puits de production et celle du fluide finalement rejeté ». La géothermie assistée par des pompes à chaleur est donc considérée relever de la filière « pompes à chaleur » et non de la filière géothermique.

Certains organismes classent plutôt les installations selon la température de la nappe : on parle alors de géothermie très basse énergie (jusqu'à 30°C), de géothermie basse énergie (entre 30 et 90°C), de moyenne énergie (entre 90°C et 150°C) ou haute énergie (plus de 150°C). En pratique, le recours à des pompes à chaleur est habituel pour la géothermie très basse énergie et occasionnel pour la basse énergie. En Île-de-France par exemple, le Dogger est un aquifère (calcaire) situé entre 1 600 et 1 800 mètres de profondeur avec une eau dont la température varie de 55° à 80°C. Il s'agit donc de géothermie « basse énergie ». A contrario, l'Albien, a une température moyenne de 28°C et est situé entre 600 et 1000 mètres de profondeur. Il s'agit donc de géothermie de « très basse énergie ». En Aquitaine, il existe des réservoirs géothermaux à plus de 60°C.

Bien souvent, il est possible de classer une installation en « géothermie pure » ou en « géothermie assistée par une pompe à chaleur » en considérant sa localisation : site « basse énergie » ou « très basse énergie ». Ainsi, les installations exploitant l'Albien ou situées en dehors de l'Île-de-France et de l'Aquitaine sont plutôt à classer dans la filière des pompes à chaleur (« très basse énergie »), tandis que les installations utilisant les ressources du Dogger ou situées en Aquitaine (départements 33 et 40) sont plutôt à classer dans la filière géothermie (« basse énergie »).

A noter toutefois que la distinction entre les deux filières peut être plus complexe : un site géothermique peut disposer de pompes à chaleur mais peut ne les utiliser qu'une partie de l'année (comme énergie d'appoint par exemple), ou seulement pour l'eau chaude sanitaire par exemple.

## 02) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le bilan physique retrace les flux de consommation d'énergie géothermique à des fins de transformation (en électricité et en chaleur commercialisée) et d'usage final. La production primaire est égale à la somme des consommations. L'écart statistique est donc nul par construction.

## 03) SOURCES DE DONNÉES

### (A) Géothermie électrique

S'agissant des installations produisant de l'électricité, la source principale est l'Enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE). Elle peut être complétée par les fichiers d'obligations d'achat ou par le registre des installations de production d'électricité et de stockage.

### (B) Géothermie thermique

La principale source pour la géothermie basse température est l'Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid (EARCF). Pour la « géothermie directe » (sans pompe à chaleur), cette enquête demande la « chaleur produite (pour les installations équipées d'un dispositif de comptage) en  $MWh_{th}$  » et la Puissance thermique ( $MW_{th}$ ) associée.

Les autres installations, qui ne sont pas reliées à un réseau de chaleur, ne font pas l'objet d'une enquête annuelle. Une liste de ces installations a été établie, sur la base d'un inventaire diffusé il y a quelques années par l'AFPG, l'Association française des professionnels de la géothermie. Cette liste n'a guère évolué depuis plusieurs années, bien que plusieurs échanges aient eu lieu avec l'Ademe ou le BRGM afin de la mettre à jour.

## 04) CONSOMMATION

Les sources décrites ci-dessus permettent de connaître :

- La production d'électricité issue de géothermie ;
- La production de chaleur géothermique dans le secteur de la « transformation » : il s'agit de la chaleur géothermique produite par les réseaux de chaleur<sup>36</sup> ;
- La production de chaleur géothermique, hors réseaux de chaleur.

---

<sup>36</sup> A noter qu'on peut considérer que la production de chaleur renouvelable issue de la géothermie doit être calculée en retranchant la consommation électrique de l'installation géothermique, c'est-à-dire la consommation électrique des pompes du puits de forage, des pompes de l'évaporateur et du condenseur. Jusqu'à présent, dès lors qu'il n'y a pas de PAC, on considère que les consommations électriques sont négligeables (elles ne sont d'ailleurs pas demandées dans l'EARCF). Il pourrait néanmoins être utile de disposer de ces consommations d'électricité, mais il n'est pas certain que les règles de comptabilisation de l'AIE et d'Eurostat imposent de les déduire de la production de chaleur.

Pour compléter le bilan énergétique de la géothermie, il est nécessaire de calculer les consommations correspondant à ces productions. Ces consommations, ou chaleur primaire consommée, sont comptabilisées selon le principe de la « teneur énergétique physique », préconisé par l’AIE et Eurostat<sup>37</sup>.

En application de ce principe, la consommation primaire de chaleur géothermique est supposée être :

- Le double de la production de chaleur issue de géothermie ;
- Dix fois la production brute d’électricité issue de géothermie.

Enfin, il convient de souligner que :

- Les producteurs d’électricité déclarent à l’EAPE une production nette. Pour déterminer la production brute correspondante, on augmente la production nette d’un facteur de 11%. Ce facteur a été déterminé en concertation avec les producteurs.
- Seule la consommation de chaleur géothermique des installations non reliées à un réseau de chaleur est comptabilisée en consommation finale. En effet, par souci de simplification et par exception au principe général de comptabilisation, la totalité de la chaleur produite et de la consommation correspondante des réseaux de chaleur déclarés comme auto-producteurs est affectée au secteur de la transformation.

## VII. Déchets urbains

### 01) GÉNÉRALITÉS

Le règlement 1099/2008 sur les statistiques de l’énergie définit les « déchets urbains » (entrant dans le champ des statistiques de l’énergie), aussi appelés « déchets municipaux » ou « déchets ménagers », comme les « déchets produits par les ménages, les hôpitaux et le secteur tertiaire (de manière générale, tous les déchets qui ressemblent à des déchets ménagers), incinérés directement dans des installations spécifiques à des fins énergétiques utiles. [...] Les déchets incinérés sans aucune récupération d’énergie sont exclus. Les déchets urbains sont un agrégat de produits égal à la somme des déchets urbains renouvelables et des déchets urbains non renouvelables.

Les déchets urbains renouvelables correspondent à la « part des déchets urbains qui est d’origine biologique », tandis que les « déchets urbains non renouvelables » correspondent à la « part des déchets urbains qui n’est pas d’origine biologique ».

---

<sup>37</sup> Voir notamment [Energy balance sheets, 2019 edition](#) : « According to Regulation (EC) No 1099/2008 on energy statistics the reporting is covering geothermal and solar thermal inputs for electricity and/or heat production. In a similar way, the heat generated by nuclear reactors has to be declared according to the reporting obligations on annual nuclear statistics. If countries do not have information on energy inputs available, but only the amount of electricity and/or heat produced is known, the reporting countries are advised to use the following efficiencies to estimate inputs: for electricity from geothermal sources: 10%; for derived heat from geothermal sources: 50%; for electricity from concentrating solar: 33% ; for derived heat from solar thermal energy: 100% ; for electricity and derived heat from nuclear sources: 33% ». Cette convention se retrouve également dans le [World Energy Balances 2020 Edition – Data documentation](#) de l’AIE.

Comme on ne connaît pas précisément l'origine biologique/non-biologique de ces déchets, on considère que 50% des déchets sont renouvelables et 50% sont non-renouvelables (répartition selon la recommandation du manuel AIE/Eurostat sur les statistiques de l'énergie).

À noter que, dans le cadre du suivi de la directive ENR, les déchets renouvelables sont inclus dans la biomasse solide au sens large.

Les déchets urbains (utilisés à des fins énergétiques) sont principalement incinérés par des Unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), seule une faible partie est consommée dans d'autres installations pour la production d'électricité et/ou de chaleur.

## 02) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

Le bilan physique retrace les flux de consommation de déchets urbains à des fins de transformation (en électricité et en chaleur commercialisée) et d'usage final. Les échanges extérieurs et les variations de stocks étant négligés, la production primaire est supposée égale à la somme des consommations. L'écart statistique est donc nul par construction.

## 03) SOURCES DE DONNÉES

**L'Enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE)** est une enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité menée par le SDES. Elle permet de connaître la consommation de déchets urbains pour la production d'électricité et de chaleur cogénérée. La méthodologie d'exploitation de l'EAPE pour l'établissement du bilan énergétique des déchets urbains ne diffère pas de celle des combustibles renouvelables.

Avant 2013, le questionnaire ne distinguait pas les déchets urbains et les déchets industriels. Ainsi, avant cette date, les déchets ont été répartis entre déchets urbains et industriels, sur la base d'un taux de déchets ménagers de 95,4% pour les producteurs principaux et de 97,8% pour les auto-producteurs.

Les quantités de déchets peuvent être déclarées en tonnes ; auquel cas, un PCI de 2,16 MWh par tonne est utilisé.

### **Base SINOE et enquêtes ITOM**

L'enquête Installations de traitement des ordures ménagères (ITOM) est un inventaire exhaustif auprès des exploitants d'installations autorisées de compostage, de méthanisation, de tri, d'incinération et de mise en décharge de déchets ménagers et assimilés recevant à minima des ordures ménagères.

Dans le cadre de cet inventaire, une enquête annuelle auprès des installations d'incinération des ordures ménagères (UIOM) est menée par l'ADEME, en partenariat avec le syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains et assimilés (SDVU) et les observatoires régionaux. En sont exclues les installations de traitement des déchets dangereux.

La validation des données de l'année N est finalisée vers la fin de l'année N+2. Toutefois, une part significative des données de l'année N sont disponibles sur le site SINOE au T3 N+1, période d'élaboration du bilan de l'année N.

Le questionnaire concernant les UIOM interroge sur :

- Les quantités de déchets entrants : ceux-ci doivent être répartis entre les ordures ménagères résiduelles, les déchets des activités économiques, les encombrants ménagers, les refus de compostage, les refus de tri de matériaux recyclables, les boues, les déchets de bois, les déchets d'activité de soins à risques infectieux... Le PCI des déchets est également demandé.

- La valorisation énergétique : quantités de combustibles utilisés pour le démarrage, l'énergie produite en sortie de chaudière, l'énergie thermique vendue (s'il s'agit d'un réseau de chaleur industriel, urbain ou mixte), l'énergie thermique autoconsommée et enfin la production d'électricité.

**L'Enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie (EACEI)** est une enquête annuelle menée par l'Insee auprès des établissements industriels. Elle permet notamment de connaître la consommation à usage énergétique de déchets des établissements industriels.

Dans l'EACEI, les combustibles retenus en tant que déchets urbains sont les combustibles suivants déclarés : ordures ménagères renouvelables (PCI de 2,15 MWh/t) et ordures ménagères non renouvelables (PCI de 2,16 MWh/t).

A noter que les entreprises de l'EACEI relevant de la section E de la NAF « production & distribution d'eau, assainissement, gestion déchets & dépollution » (divisions 36 à 39) ne sont pas prises en compte lors de l'exploitation de l'EACEI. Ainsi, il n'y a pas de risque qu'une unité d'incinération des ordures ménagères soit comptabilisée à la fois au titre de l'EACEI et au titre de l'ITOM-SINOE.

**L'Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid (EARCF)** est une enquête annuelle, qui est déléguée par le SDES au Syndicat national du chauffage urbain (SNCU).

Dans le cadre de cette enquête, les réseaux de chaleur peuvent déclarer :

- Des « déchets urbains traités par une unité de valorisation énergétique interne » : dans ce cas, le réseau de chaleur doit déclarer la consommation de déchets, la « chaleur cogénérée livrée au réseau », la production d'électricité et la « chaleur non cogénérée livrée au réseau (pour les installations équipées d'un dispositif de comptage) » ;
- De la « chaleur externe achetée ou récupérée » auprès d'une « UVE externe » (Unité de valorisation énergétique) : dans ce cas, le réseau doit déclarer la chaleur reçue par cette UVE.

Les quantités de déchets consommées sont déclarées en MWh.

Les données de l'enquête ne permettent donc pas d'identifier si l'UVE externe fournit de l'énergie en cogénération ou non. Par ailleurs, une note dans le questionnaire indique que la chaleur industrielle est celle « fournie par un site industriel indépendant du réseau, y compris les déchets dangereux et industriels mais hors UVE ». Ainsi, la chaleur issue des installations de traitement des déchets dangereux relève de la « chaleur industrielle » dans l'EARCF.

## 04) CONSOMMATION

En dehors de quelques entreprises industrielles (qui seront traitées à part, cf. exploitation de l'EACEI), l'essentiel de la consommation de déchets ménagers à des fins énergétiques est effectuée par des Unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM).

### **(A) Exploitation combinée de l'EAPE et de l'enquête ITOM, pour la prise en compte des UIOM**

#### **Choix des sources retenues**

Les UIOM sont intégralement enquêtés dans l'enquête ITOM. Ils sont interrogés dans l'EAPE lorsqu'ils produisent de l'électricité (et le cas échéant de la chaleur cogénérée). Si l'UIOM est intégré à un réseau de chaleur, la chaleur produite, cogénérée ou non, doit être renseignée dans l'EARCF ; si l'UIOM livre de la chaleur à un réseau, ce dernier devra déclarer cette chaleur reçue dans l'EARCF.

Sur le champ des UIOM, les trois enquêtes, ITOM, EAPE et EARCF, se recouvrent donc largement : tous les UIOM sont interrogés dans l'ITOM ; la plupart sont aussi interrogés dans l'EAPE (la majorité produisant de l'électricité) ; enfin, la majorité valorisant leur production de chaleur auprès d'un réseau de chaleur, l'EARCF couvre aussi une partie importante de la production de chaleur des UIOM.

Les résultats de ces trois enquêtes ont été confrontés installation par installation, grâce à un appariement. Toutefois, l'établissement du bilan énergétique des déchets urbains obéit aux règles suivantes :

- L'EAPE fait référence pour l'électricité seule et la cogénération.
- Pour une installation donnée, si aucune chaleur cogénérée n'est déclarée dans l'EAPE, on enregistre en chaleur seule la production ou la vente de chaleur éventuelle déclarée dans l'ITOM par cette installation. Cela correspond à deux situations possibles : l'UIOM ne produit pas d'électricité mais valorise la chaleur issue de l'incinération des déchets ; ou bien l'UIOM produit de l'électricité mais aussi de la chaleur « seule », c'est-à-dire de la chaleur récupérée directement de l'incinération des déchets, sans qu'elle transite par une turbine de cogénération.
- L'EARCF n'est pas utilisée, bien qu'elle couvre une partie significative de la chaleur produite et vendue par les incinérateurs.

Ce choix est motivé par les raisons ci-dessous

- L'EAPE est la référence, dans le cadre du bilan énergétique, dans le secteur de la production d'électricité et de chaleur cogénérée. De plus, elle est disponible en N+1 pour le bilan de l'année N.
- Les réseaux de chaleur n'intégrant généralement pas un UIOM, ils ne connaissent le plus souvent que la chaleur livrée par l'UIOM, mais pas la chaleur autoconsommée ni la consommation de déchets de celui-ci. L'utilisation des données de l'EARCF pour les UIOM nécessiterait des retraitements difficilement automatisables afin de tenir compte de certaines réponses ou pour éviter tout risque de double compte. Ces retraitements sont délicats à opérer compte tenu du calendrier (base complète disponible en septembre alors que la totalité des chiffrages du bilan énergétique est à finaliser pour fin octobre). Enfin, le traitement simultané de trois enquêtes est, même s'il est possible, plus compliqué à mettre en place et surtout à maintenir ; cela nécessiterait notamment de garder à jour l'appariement entre l'EARCF et la base ITOM (ce qui est plus complexe que pour l'EAPE) ;
- ITOM a l'avantage d'interroger tous les UIOM sur toutes leurs productions énergétiques. Même si cette enquête n'est finalisée qu'avec un peu de retard (N+2), cet inconvénient reste mesuré car : les réponses sont intégrées au fur et à mesure dans la base SINOE et le taux de réponse en N+1 est déjà significatif ; ce retard ne vaut que pour les incinérateurs fonctionnant hors cogénération (30 % de la consommation finale brute de chaleur issue de déchets), les autres étant traités avec l'EAPE ; même s'il est regrettable, ce retard assure une stabilité car, en cas de données manquantes, les dernières données disponibles sont reportées - ce qui en première approximation est généralement vérifié (il ne s'agit pas d'une énergie en très forte expansion). En revanche, ces réponses reçues en N+2 peuvent être examinées au fur et à mesure de leur arrivée, et il est possible de contacter les gestionnaires de la base SINOE en cas d'interrogation sur ces réponses.

Si un UIOM produit de l'électricité seule et par ailleurs de la chaleur seule, il est possible qu'il soit interrogé à la fois dans l'EAPE et dans l'ITOM. Il est préférable alors de lui attribuer un unique

code APE (il sera donc affecté à une seule catégorie, auto-producteur ou producteur principal). Dans cette situation, on retient donc uniquement le code APE renseigné dans l'EAPE.

### Calcul des consommations et productions à partir de l'EAPE

Les productions d'électricité et de chaleur cogénérée des UIOM, ainsi que les consommations de déchets correspondantes, sont mesurées à partir de l'enquête EAPE uniquement. Pour ce faire, la méthodologie d'exploitation de l'EAPE est identique à celle relative aux combustibles renouvelables et déchets industriels. Elle est précisée dans la partie 02.

Il convient toutefois de rappeler que les consommations et productions à partir déchets urbains renouvelables sont supposées valoir la moitié de celles des déchets urbains (hypothèse de part renouvelable de 50 % dans les déchets urbains).

A noter également, que les UIOM peuvent déclarer, dans l'EAPE, une consommation de déchets industriels, en plus de la consommation de déchets urbains.

### Calcul des consommations et productions à partir de l'ITOM

Si les UIOM consomment essentiellement des déchets, ils consomment également, en faibles quantités, d'autres combustibles. Ces autres combustibles sont utilisés principalement pour le démarrage de l'incinérateur ; il s'agit souvent de gaz ou de fioul.

*Dans les calculs présentés ci-dessous, on suppose, par souci de simplification, que les combustibles consommés sont uniquement des déchets.* En pratique, la part des déchets dans les consommations (pour la chaleur par exemple) ou les productions est calculée au prorata des déchets dans la consommation totale de combustibles.

A noter que l'ITOM permet de répartir les déchets traités par catégorie de déchets (ordures ménagères résiduelles, déchets infectieux de soins médicaux, refus de tri, déchets en mélanges venant d'entreprises ou d'artisans...). Toutefois, dans le cadre de ce bilan énergétique, on suppose que la totalité des déchets incinérés comptabilisés au titre de ITOM sont des déchets urbains (sans chercher à distinguer les éventuels déchets industriels par exemple).

Dans un premier temps, on calcule, à partir des données ITOM, les consommations de déchets et productions correspondantes, sans tenir compte de l'EAPE. L'ITOM permet de déterminer (si on suppose que l'UIOM ne consomme que des déchets) :

- La consommation totale de déchets incinérés, notée :  $conso_{déchets}$ , calculée en appliquant le PCI déclaré par l'UIOM au tonnage des déchets incinérés.
- La production d'électricité totale, notée :  $prod_{déchets}^{elec}$ , est calculée comme la somme de l'électricité vendue et de l'électricité autoconsommée. On considère qu'il faut ajouter 6% à la production d'électricité pour obtenir une production d'électricité « brute » (même hypothèse que pour les combustibles renouvelables).
- La production de chaleur totale, notée  $prod_{déchets}^{chal}$ , est la somme de la chaleur vendue, notée  $prod_{déchets}^{chal\ vendue}$ , et de la chaleur autoconsommée.

Dans le cas où l'UIOM ne produit pas d'électricité, on peut écrire :  $conso_{déchets}^{chal} = conso_{déchets}$  et  $conso_{totale}^{elec} = 0$ .

Si l'UIOM produit de l'électricité (ce qui est généralement le cas), la consommation totale de combustible est répartie entre la consommation utilisée pour la production d'électricité et celle

utilisée pour la production de chaleur selon la méthode Ecabert<sup>38</sup>, et on en déduit la consommation de combustible pour la production d'électricité.

$$\text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal}} = \frac{\text{prod}_{\text{déchets}}^{\text{chal}}}{85\%}$$

$$\text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{élec}} = \text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal}} - \text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal}}$$

Par ailleurs, la consommation de combustible pour la production de chaleur vendue est calculée au prorata de la chaleur vendue ; la consommation de combustible hors chaleur vendue s'en déduit.

$$\text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal vendue}} = \text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal}} \times \frac{\text{prod}_{\text{déchets}}^{\text{chal vendue}}}{\text{prod}_{\text{déchets}}^{\text{chal}}}$$

$$\text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal non vendue}} = \text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal}} - \text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{chal vendue}}$$

Evidemment, si la production de chaleur est nulle, alors  $\text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{élec}} = \text{conso}_{\text{déchets}}^{\text{élec}}$  et toutes les consommations de déchets pour la production de chaleur sont nulles.

Dans un deuxième temps, l'installation étant appariée avec l'EAPE, on considère les cas suivants (cf. supra) :

- Si l'UIOM n'est pas enquêtée dans l'EAPE, c'est qu'elle ne produit pas d'électricité. La consommation de déchets et la chaleur produite sont comptabilisées dans le bilan énergétique.
- Si l'UIOM produit de l'électricité et déclare une production de chaleur cogénérée dans l'EAPE, on ne retient aucune consommation de déchets, ni de production d'électricité ou de chaleur au titre de l'ITOM dans le bilan énergétique.
- Si l'UIOM produit de l'électricité et ne déclare pas de production de chaleur cogénérée dans l'EAPE, on retient alors, au titre de l'ITOM, dans le cadre du bilan énergétique, la consommation de déchets pour la production de chaleur seule et la production de chaleur seule afférente. En revanche, la production d'électricité et la consommation correspondante calculées à partir des données ITOM ne sont pas retenues dans le bilan énergétique.

Les règles décrites ci-dessus sont appliquées différemment selon que l'UIOM est un producteur principal (selon le code APE déclaré à l'EAPE) ou un auto-producteur.

Le tableau ci-dessous résume les différentes situations possibles pour la prise en compte des UIOM au titre de l'ITOM. Pour rappel, en cas de cogénération ou pour le calcul de la production d'électricité et de la consommation correspondante, on ne retient pas les données issues d'ITOM (elle est donc mise à 0) mais celles de l'EAPE (calculs non repris dans le tableau ci-dessous).

---

<sup>38</sup> Sous réserve que  $\text{conso}_{\text{totale}} \geq \frac{\text{prod}_{\text{totale}}^{\text{chal}}}{85\%} + \text{prod}_{\text{totale}}^{\text{élec}}$  sinon les consommations sont réparties de manière proportionnelle.

Type de production	Cogénération	Hors cogénération		Pas de production d'électricité – absent EAPE
Type de producteur	Producteur principal ou Auto-producteur	Producteur principal	Auto-producteur	Auto-producteur
Conso. pour la prod. d'électricité – secteur transformation	0	0	0	0
Conso. pour la prod. de chaleur – secteur transformation	0	conso <sub>déchets</sub> <sup>chal</sup>	conso <sub>déchets</sub> <sup>chal vendue</sup>	conso <sub>déchets</sub> <sup>chal vendue</sup>
Conso. finale	0	0	conso <sub>déchets</sub> <sup>chal non vendue</sup>	conso <sub>déchets</sub> <sup>chal non vendue</sup>
Prod. d'électricité	0	0	0	0
Prod. de chaleur	0	prod <sub>déchets</sub> <sup>chal</sup>	prod <sub>déchets</sub> <sup>chal vendue</sup>	prod <sub>déchets</sub> <sup>chal vendue</sup>

### **(B) Exploitation de l'EACEI**

Les quelques installations industrielles déclarant une consommation de déchets urbains comme combustible dans l'EACEI sont prises en compte selon la même méthodologie que pour les combustibles renouvelables ou les déchets industriels (cf. partie 02).

Il convient néanmoins de rappeler que les installations relevant de la section E de la NAF (dont quelques UIOM) enquêtées dans l'EACEI ne sont pas utilisées pour l'établissement du bilan énergétique des déchets urbains. Ainsi, il n'y a pas de risque de comptabiliser deux fois un UIOM, une fois à partir de l'EACEI et une fois à partir de l'ITOM.

## VIII. Déchets industriels

### **01) GÉNÉRALITÉS**

Le règlement 1099/2008 sur les statistiques de l'énergie définit les déchets industriels (entrant dans le champ des statistiques de l'énergie) comme « les déchets d'origine industrielle non renouvelables incinérés directement dans des installations spécifiques à des fins énergétiques utiles. Les déchets incinérés sans aucune récupération d'énergie sont exclus. La part renouvelable des déchets industriels est à déclarer dans la catégorie des biocombustibles qui la décrit le mieux ».

A noter que les déchets industriels utilisés comme combustibles sont principalement consommés par les cimentiers.

### **02) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE**

Le bilan physique retrace les flux de consommation de déchets industriels à des fins de transformation (en électricité et en chaleur commercialisée) et d'usage final. Les échanges extérieurs et les variations de stocks étant négligés, la production primaire est supposée égale à la somme des consommations. L'écart statistique est donc nul par construction.

### 03) SOURCES DE DONNÉES

**L'Enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE)** est une enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité menée par le SDES. Elle permet de connaître la consommation de déchets industriels pour la production d'électricité et de chaleur cogénérée. La méthodologie d'exploitation de l'EAPE pour l'établissement du bilan énergétique des déchets industriels ne diffère pas de celle des combustibles renouvelables.

L'EAPE interroge les installations sur les combustibles utilisés, dont les déchets industriels. Lorsque la consommation de déchets industriels est déclarée en tonnes, on retient un PCI de 2,16 MWh/t. Avant 2013, le questionnaire ne distinguait pas les déchets urbains et les déchets industriels. Ainsi, avant cette date, les déchets ont été répartis entre déchets urbains et industriels, sur la base d'un taux de déchets ménagers de 95,4% pour les producteurs principaux et de 97,8% pour les auto-producteurs.

**L'Enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie (EACEI)** est une enquête annuelle menée par l'Insee auprès des établissements industriels. Elle permet notamment de connaître la consommation à usage énergétique de déchets industriels des établissements industriels. La méthodologie d'exploitation de l'EACEI pour le bilan des déchets industriels est décrite dans la fiche consacrée à la biomasse, au biogaz et aux déchets.

Dans l'EACEI, les combustibles retenus en tant que déchets industriels sont les combustibles suivants : déchets de papier (PCI de 4,11 MWh/t), pneus usés (PCI de 7,8 MWh/t), déchets de caoutchouc (PCI de 8,3 MWh/t), déchets de textile et de cuir (PCI de 4,9 MWh/t), plastiques (dont déchets de PVC) (PCI de 5,61 MWh/t), huile usée et de récupération (PCI de 9,85 MWh/t), déchets de peinture ou vernis ou solvants (PCI de 6,77 MWh/t), combustibles solides de récupération (CSR) non renouvelables (PCI de 2,16 MWh/t), combustibles liquides de substitution (CLS) non renouvelables (PCI de 2,16 MWh/t), combustibles solides de substitution (CSS) non renouvelables (PCI de 2,16 MWh/t), déchets synthétiques (PCI de 2,16 MWh/t), résine non renouvelable (PCI de 2,16 MWh/t), résidus de broyage automobile (PCI de 2,16 MWh/t), résidus carbonés (PCI de 2,16 MWh/t) et mousse polyuréthane (PCI de 2,16 MWh/t).

Compte tenu de la répartition des déchets industriels entre ces différentes catégories, le PCI moyen des déchets industriels déclarés dans l'EACEI est généralement compris entre 4,5 MWh/t et 6,5 MWh/t.

### 04) CONSOMMATION

La consommation de déchets industriels dans le secteur de la transformation, et les productions de chaleur et d'électricité afférentes, ainsi que la consommation de déchets industriels dans l'industrie sont mesurées à l'aide des enquêtes EAPE et EACEI.

La méthodologie d'exploitation de ces enquêtes, ainsi que le mode de calcul des consommations, sont largement communs aux combustibles renouvelables et aux déchets. Ils sont précisés dans la partie 02.

Les déchets industriels font l'objet d'un traitement particulier uniquement dans l'EACEI : certains déchets industriels sont en effet déclarés (ou ont été déclarés par le passé) dans la partie « Autres combustibles non cités auparavant » du questionnaire. Il faut donc les détecter et les rattacher à des catégories existantes de déchets industriels.

Cela concerne surtout les années 2017 et 2018 ; en 2019, la liste des combustibles non renouvelables proposée a été étendue, diminuant ainsi la quantité de déchets industriels déclarés en « Autres combustibles non cités auparavant ».

# 07 Electricité

## I. Généralités sur l'électricité

L'électricité est un vecteur d'énergie. Bien que sa production résulte toujours d'une transformation, on considère par convention que l'électricité est produite de manière primaire lorsqu'elle est obtenue à partir de sources naturelles (eau, vent, rayonnement solaire, marée...). L'électricité est considérée à l'inverse comme secondaire lorsqu'elle est générée à partir de la chaleur résultant de la fission des combustibles nucléaires, de la chaleur géothermique, ou en brûlant des combustibles primaires (gaz naturel, charbon, pétrole, énergies renouvelables et déchets).

## II. Bilan physique de l'électricité

### 01) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

L'approvisionnement total en électricité se définit comme la somme de la production nette d'électricité et des importations, desquelles sont déduites les exportations, et l'énergie absorbée par le pompage-turbinage (cette dernière correspondant à des pertes de stockage). La production nette d'électricité correspond à la différence entre la production brute et la consommation des auxiliaires.

Par équilibre comptable, l'approvisionnement total en électricité est égal, à l'écart statistique près, à la somme de la consommation totale d'électricité et des pertes de transport et distribution.

### 02) SOURCES DE DONNÉES

La mise à disposition de données locales d'énergie en open data visées dans les décrets n°2016-973 et n°2020-196 est inscrite dans l'article 179 de la loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV).

Sa mise en œuvre avait été précisée dans deux décrets et un arrêté, datés du 18 juillet 2016:

- le décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016 relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid, en partie codifié aux articles D111-52 à D113-5 du code de l'énergie ;
- l'arrêté du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid;
- le décret n° 2016-972 du 18 juillet 2016 relatif à la confidentialité des informations détenues par les opérateurs gaziers et par les gestionnaires des réseaux publics de

transport ou de distribution d'électricité assure en outre la cohérence des règles de confidentialité avec cette mise à disposition.

Le dispositif a été modifié par un décret daté du 4 mars 2020 et un arrêté daté du 6 mars 2020 ;

- le décret n°2020-196 du 4 mars 2020 modifiant les modalités de mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de chaleur et de froid;
- l'arrêté du 6 mars 2020 modifiant l'arrêté du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid.

Les données reçues concernent les consommations annuelles et les points de livraison. Ces derniers sont répartis en trois catégories de consommation définies par le décret n° 2020-196 du 4 mars 2020 :

- Les points de livraison correspondant à des dispositifs de comptage d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA auxquels ne sont associés ni code NAF ni SIRET et pour lesquels les clients ne se sont pas déclarés auprès du fournisseur comme « professionnels » ou « éclairage public et assimilés » relèvent du secteur résidentiel ;
- Les points de livraison correspondant à des dispositifs de comptage d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA auxquels sont associés un code NAF ou un SIRET ou pour lesquels les clients se sont déclarés auprès du fournisseur comme « professionnels » ou « éclairage public et assimilés » relèvent de la catégorie des petits professionnels ;
- Les points de livraison correspondant à un dispositif de comptage d'une puissance supérieure à 36 kVA relèvent de la catégorie des entreprises.

La consommation d'électricité est connue à partir des informations transmises par les transporteurs et distributeurs d'énergie : RTE, Enedis, EDF-SEI, Electricité de Mayotte, Entreprises Locales de Distribution (ELD). Elles s'appuient également sur d'autres sources :

- **l'enquête EAPE**, réalisée tous les ans auprès de l'ensemble des installations de production électrique raccordées au réseau en France (y compris DROM), sur toutes les filières en dehors de la filière photovoltaïque. Elle permet de connaître, pour chaque installation, la filière, la puissance installée, la production d'électricité (ainsi que la production de chaleur en cas de cogénération), et, pour les centrales thermiques, la consommation de combustible associée.

Depuis 2018, l'enquête n'interroge plus les centrales hydrauliques et éoliennes ayant déclaré en première interrogation qu'elles n'autoconsommaient pas d'électricité : leur production, qui est alors supposée intégralement vendue sur toute la durée de vie de l'installation, est désormais connue via **le registre des installations de production d'électricité**, géré via RTE.

Lorsque des installations ne répondent pas à l'enquête, ou qu'une erreur est détectée, le registre est également utilisé, ainsi que le **fichier des obligations d'achat et compléments de rémunération**<sup>39</sup>.

Celui-ci, contenant l'ensemble des installations bénéficiant de subventions, permet de connaître la production qui a été vendue chaque mois, ainsi que la puissance de l'installation. Il permet de compléter les données de l'enquête EAPE sur le champ des panneaux solaires photovoltaïques.

- **l'EACEI**, l'Enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie

D'autres sources viennent compléter l'information :

- Pour la Défense, le ministère ad hoc fournit les chiffres de consommation.
- La consommation du ferroviaire urbain est obtenue à partir du traitement des données de la RATP et de la Commission des comptes des transports de la Nation (CCTN). Les données de cette dernière servent également au calcul de la consommation des oléoducs.
- La consommation des véhicules routiers est estimée à partir du Répertoire statistique des véhicules routiers (RSVERO)

Les données couvrent la France métropolitaine et les DROM (Guadeloupe, Martinique, Guyane, Réunion, Mayotte).

La fréquence de collecte des données est annuelle.

### 03) APPROVISIONNEMENT

#### Calcul de la production d'électricité par filière

L'EAPE, le registre des installations de production d'électricité et le fichier des obligations d'achat et compléments de rémunération permettent de connaître, par filière, la production d'électricité nette, qu'elle soit injectée sur le réseau ou autoconsommée par le producteur. La somme de ces productions correspond à la production totale d'électricité.

La production brute d'électricité correspond à la production totale des installations, y compris la consommation des auxiliaires de production. Celle-ci est connue directement pour la filière nucléaire car fournie par EDF. Pour les autres installations, on applique des coefficients par filière pour passer de la production nette à la production brute : 1,0124 pour la filière hydraulique, 1,06 pour les filières thermiques, 1,11 pour la géothermie, 1,02 pour l'éolien et 1 pour le photovoltaïques.

Si la production est directement issue des sources de données citées dans le cas général (voir aussi la partie « Transformation » pour la gestion des centrales thermiques), quelques spécificités peuvent être signalées selon les filières

---

<sup>39</sup> Les obligations d'achat sont un dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par les filières renouvelables, à un prix fixé par la commission de régulation de l'énergie (CRE). Ce mécanisme a été complété par un mécanisme de compléments de rémunération pour les installations les plus importantes, dans le cadre duquel les producteurs d'électricité renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime vient alors compenser l'écart entre les revenus tirés de cette vente et un niveau de rémunération de référence.

## **Filière nucléaire**

Les règles des statistiques de l'énergie considèrent que la chaleur nucléaire produite par les centrales (et non pas l'uranium utilisé pour produire cette chaleur) est une production primaire. L'électricité produite à partir de cette chaleur primaire constitue une production secondaire.

La production d'électricité nucléaire étant connue, on fait l'hypothèse d'un rendement de 33 % pour en déduire la production primaire d'énergie (chaleur) nucléaire.

## **Filière hydraulique**

Certaines centrales hydrauliques ont un système de stockage d'électricité. Les chutes de pompage ou avec pompage sont celles dans lesquelles l'eau peut être élevée à l'aide de pompes et accumulée afin d'être ensuite utilisée de façon différée pour la production d'énergie électrique.

Les différentes stations de pompage exploitées peuvent être séparées en deux groupes :

- les stations de pompage d'apport dont le but est de remonter au niveau du bassin supérieur des apports d'un bassin versant complémentaire situé à une altitude inférieure qui ne seraient pas turbinés ainsi que de transférer, pour les stocker, des volumes qui seraient déversés d'un bassin versant dans un autre. Ce sont des équipements **sans cycle réversible**.

- les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), dont le but est d'utiliser de l'énergie dans des périodes de faible consommation pour transférer des volumes qui seront turbinés à des moments de forte consommation.

Il faut alors déduire de la production des centrales hydrauliques la consommation ayant servi au pompage. Celles-ci sont fournies directement par EDF.

À noter que toute la production hydraulique n'est pas « renouvelable » : en effet, pour les chutes turbinant des eaux issues de pompage, la part de production due au pompage d'apport est considérée comme non renouvelable.

## **Filière photovoltaïque**

La production photovoltaïque (PV) injectée dans les réseaux publics est estimée à partir du registre restreint RTE et pour les DROM ainsi que la Corse du fichier des obligations d'achat et des compléments de rémunération.

Pour estimer la production autoconsommée, qui, bien qu'encore marginale, se développe fortement ces dernières années, on distingue trois types d'installations :

- Pour les installations PV injectant de l'électricité directement dans le réseau de transport, l'autoconsommation est renseignée dans le registre des installations de production d'électricité.
- Pour les autres installations en autoconsommation partielle, qui injectent dans les réseaux de distribution, l'autoconsommation est évaluée à l'aide d'un modèle économétrique estimé sur les installations que l'on sait (via les données du registre restreint RTE) vendre l'intégralité de leur production électrique. Ce modèle permet d'estimer la production de chaque installation à partir de sa puissance et de données météorologiques de la station la plus proche, notamment la durée d'ensoleillement. La quantité autoconsommée se déduit par différence entre la production ainsi estimée et la production vendue connue.
- Pour les installations sans injection, dont la localisation et la puissance des installations sont renseignées dans un fichier de conventions d'autoconsommation sans injection (Cacsi), le même modèle est appliqué (l'autoconsommation étant alors égale à l'intégralité de la production).

L'autoconsommation est prise en compte dans le bilan de l'énergie à partir de 2017.

### **Commerce extérieur d'électricité**

Les volumes d'importations et d'exportations sont fournis par RTE dans le cadre de l'enquête de conjoncture mensuelle d'électricité. On y ajoute :

- les « droits d'eau », qui peuvent être considérés comme des exportations/importations d'électricité, en particulier ceux relatifs à la centrale d'Emosson, qui est localisée en Suisse mais dont environ 50 % de la production est considérée contractuellement comme française.
- les importations de Corse depuis l'Italie, connues via la CRE (Commission de régulation de l'énergie).

## **04) CONSOMMATION ET PERTES**

### **(A) Consommation de la branche énergie et pertes**

Les volumes physiques transportés sur les réseaux publics de transport et de distribution sont fournis par RTE, Enedis, les ELD, EDF-SEI et Electricité de Mayotte dans le cadre du dispositif de mise à disposition de données locales d'énergie.

Les pertes liées au transport sont déclarées chaque mois par RTE dans le cadre de la conjoncture mensuelle. Enedis communique également les pertes sur son réseau. Celles des ELD sont estimées à partir de ces dernières au prorata des livraisons physiques. Celles dans les ZNI sont connues via EDF-SEI ou, à défaut, sont supposées évoluer par rapport à l'année précédente comme les livraisons physiques lorsqu'elles ne sont pas connues.

### **(B) Consommation finale à usage énergétique**

#### **B.1 Consommation d'électricité transitant par les réseaux publics**

*Méthode à partir du millésime 2018*

Le traitement effectué étant différent pour chacun des opérateurs, il est détaillé ci-après suivant le gestionnaire considéré :

**RTE** : les données reçues concernent exclusivement des entreprises au sens de l'article 179 et sont ventilées au niveau division de la NAF.

**Enedis** : les données distinguent les entreprises au niveau division de la NAF, les petits professionnels et le résidentiel. Les consommations relatives à des entreprises dont la division n'est pas renseignée sont ventilées par division au prorata des consommations relatives à des entreprises dont la division est connue.

En ce qui concerne les petits professionnels, les données au sens de l'article 179 sont disponibles au niveau « grand secteur » (agriculture, industriel, tertiaire) ou non affectées. Une première ventilation de la consommation non affectée au sein des trois grands secteurs est réalisée, au prorata de la consommation connue de chaque grand secteur. Enfin, un fichier fourni par Enedis donne une répartition entre divisions de la consommation des petits professionnels de chaque grand secteur.

**EDF-SEI** : les données transmises différencient les entreprises des petits professionnels au niveau division. Une partie de cette consommation est toutefois « non affectée » : elle est alors ventilée au prorata des consommations dont la division est connue, séparément pour les entreprises et les professionnels.

**Electricité de Mayotte** : la consommation est répartie par grand secteur et selon la puissance installée. La partie des consommations « non affectée » est affectée au tertiaire. Au sein de

chaque grand secteur, et séparément pour les petits professionnels et les entreprises, les consommations sont ventilées par division au prorata de celles fournies par EDF-SEI pour les quatre DROM historiques du fichier.

#### **Entreprises locales de distribution (ELD) hors SRD jusqu'à l'année 2019 incluse :**

La consommation déclarée par les ELD (à l'exception de SRD) comme relevant du secteur résidentiel dans le cadre de la mise à disposition des données locales d'énergie correspond en fait à l'ensemble des points de livraison dotés d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA et comprend de ce fait aussi la consommation des petits professionnels. On fait l'hypothèse que la part des consommateurs résidentiels, au sens du bilan de l'énergie, dans la consommation totale associée aux points de livraison d'une puissance inférieure ou égale à 36kVA est identique, pour toutes les ELD, à celle observée sur le champ des clients reliés au réseau d'Enedis, ce qui permet de calculer pour chaque ELD la consommation du résidentiel et des petits professionnels (sans distinction de secteur d'activité). La consommation des petits professionnels est ensuite répartie en grands secteurs avec la clé de répartition d'Enedis.

La consommation des entreprises est disponible au niveau « grand secteur ». Une partie de la consommation étant « non affectée », la ventilation de cette consommation au sein des trois grands secteurs est réalisée au prorata de la consommation de chaque grand secteur parmi les entreprises. Les consommations au sein de chaque grand secteur sont ensuite ventilées entre divisions au prorata des consommations des entreprises reliées au réseau d'Enedis.

#### **SRD jusqu'à l'année 2019 incluse :**

SRD, qui distingue le résidentiel des petits professionnels, ne distingue pas ces derniers par secteur. La consommation des petits professionnels est par conséquent répartie entre grands secteurs avec la clé de répartition d'Enedis. La consommation des entreprises est disponible au niveau « grand secteur ». Les consommations au sein de chaque grand secteur sont ventilées entre divisions au prorata des consommations des entreprises reliées au réseau d'Enedis.

#### **Entreprises locales de distribution (ELD) à partir de l'année 2020 :**

En 2020, certaines ELD (dont la majorité de celles avec plus de 100 GWh de consommation) ont distingué le résidentiel au sens du bilan de l'énergie des petits professionnels ont fourni des données sur les petits professionnels en grand secteur et sur les entreprises au niveau NAF2. Ces données sont alors traitées de la même manière que celles d'Enedis.

Pour les autres ELD (hors SRD) qui n'auront pas respecté la nouvelle définition du résidentiel et des petits professionnels, les données de consommation seront traitées de la même façon qu'au paragraphe « **Entreprises locales de distribution (ELD) hors SRD jusqu'à l'année 2019 incluse** » situé plus haut.

Il n'y a pas d'ELD non répondantes en 2020.

## **B.2 Autoconsommation d'électricité**

Les données concernant l'autoconsommation hors photovoltaïque sont issues de l'EAPE. L'autoconsommation des centrales dont le code d'activité n'est pas renseigné est supposée se répartir entre secteurs (hors résidentiel) comme celle des autres centrales.

La méthode d'estimation de l'autoconsommation photovoltaïque est précisée dans la partie relative à l'approvisionnement en électricité. Elle est répartie entre secteurs, y compris le résidentiel.

### B.3 Ventilation selon la nomenclature AIE/Eurostat

La somme des volumes de consommation transitant par les réseaux publics et de ceux d'autoconsommation sont additionnés au niveau de chaque division et répartis par secteurs de la nomenclature AIE/Eurostat suivant la correspondance détaillée dans le tableau de la partie 1.1.

Certains secteurs doivent toutefois faire l'objet d'un traitement spécifique, car ils ne correspondent pas à une agrégation de divisions de la NAF. C'est le cas de l'industrie nucléaire, de la sidérurgie, des métaux non-ferreux, de la Défense et des transports.

**Sidérurgie et Métaux non-ferreux :** la séparation entre ces deux niveaux de la nomenclature demande un niveau d'agrégation plus fin que le niveau division ; en effet, sont associées à chaque secteur les activités suivantes :

- Sidérurgie : Groupes 241, 242, 243 et sous-classes 2451Z (Fonderie de fonte) et 2452Z (Fonderie d'acier) ;
- Métaux non-ferreux : Groupe 244 (hors 2446Z), sous-classes 2453Z (Fonderie de métaux légers) et 2454Z (Fonderie d'autres métaux non ferreux).

Une clef de répartition est calculée sur le champ de l'EACEI et est appliquée aux données relatives à la division 24 (hors nucléaire, *cf. supra*).

**Défense :** la consommation correspondante est directement fournie par le ministère de la Défense.

#### **Transports (par rail, conduites et non spécifié) :**

La consommation totale d'électricité à usage de transport est supposée être égale à la consommation totale des entreprises de la division 49, qui couvre les activités de transport de passagers et de marchandises par la route et le rail, ainsi que le transport de marchandises par conduites. La consommation liée à ce secteur est répartie entre rail, conduites et remontées mécaniques (classées dans la catégorie « non spécifié » selon la nomenclature AIE/Eurostat), et une consommation résiduelle attribuée au secteur tertiaire. La consommation des petits professionnels de la division 49 est aussi attribuée au secteur tertiaire.

La consommation du transport interurbain de voyageurs est estimée à partir des données diffusées en *open data* par RTE. Pour le ferroviaire urbain, la consommation est obtenue en extrapolant la consommation de la RATP à l'ensemble de la France au prorata du nombre de voyageurs.km transportés (données de la CCTN).

On suppose que toute la consommation de la division 49 dans les communes avec remontées mécaniques est imputable à ces dernières<sup>40</sup>. On fait en outre l'hypothèse que la part des remontées mécaniques dans la consommation d'électricité du tertiaire est égale, dans les communes qui en sont dotées et qui sont reliées à des réseaux d'ELD, à celle observée en moyenne dans celles reliées au réseau d'Enedis.

Pour les oléoducs, on suppose que la consommation évolue comme le nombre de tonnes.km transportées (source CCTN), à partir du dernier point connu pour l'année 2018 à partir de l'enquête annuelle sur le transport et la distribution d'électricité.

---

<sup>40</sup> Cette liste contient des communes telles que Grenoble, où d'autres transports en commun coexistent ; il peut donc y avoir une surestimation.

## Transports (par route) :

La consommation des véhicules routiers<sup>41</sup> est estimée en utilisant les kilomètres parcourus, issus du RSVERO, et des données de consommation unitaire par type de véhicules, estimée à partir des données Spritmonitor.de pour les véhicules particuliers. Les calculs sont faits selon l'hypothèse que la part de circulation réalisée en mode électrique est de 15 % pour les voitures hybrides diesel et de 25 % pour les voitures hybrides à essence. L'hypothèse de consommation unitaire est fixée à 25 kWh pour 100 km pour les VUL et à 100 kWh pour les véhicules lourds.

Faute de pouvoir bien distinguer précisément la recharge à domicile de celle hors domicile, une répartition est effectuée entre le secteur résidentiel et certains secteurs du tertiaire, notamment les stations-services, les commerces, les exploitants de bornes de recharge et la vente et l'entretien des automobiles. Ainsi, une part de cette consommation est imputée aux points de livraison résidentiels, tandis que le reste est attribué aux secteurs tertiaires concernés. Cette approche permet une meilleure prise en compte de la consommation des véhicules électriques, tout en conservant une cohérence avec les données locales d'énergie et le bilan de l'énergie

### *Méthode pour les millésimes antérieurs à 2018*

Plusieurs sources étaient mobilisées pour calculer le bilan physique des consommations d'électricité dans l'énergie avant 2018.

Les données de l'enquête annuelle de transport et distribution de l'électricité (EATDE) servaient à ventiler par secteur d'activité (au niveau 5 positions de la NAF) la consommation finale d'électricité par secteurs. Cette enquête était menée auprès du transporteur (RTE) et des distributeurs d'électricité (Enedis et entreprises locales de distribution, ELD). Chacun des opérateurs fournissait la quantité d'électricité livrée dans les différents secteurs d'activités.

Pour chacun des secteurs, leur consommation était identifiée en basse tension inférieure à 36 kVA (BT), en BT supérieure à 36 kVA et inférieure à 250 kVA, en haute tension (HT) livrée par les réseaux de distribution et en HT livrée sur le réseau de transport. La BT était distinguée par usage (éclairage public, agricole et résidentiel, professionnel) et non pas par code NAF et devait être affectée à chaque secteur d'activité.

**Pour l'éclairage public**, la consommation était affectée au secteur de l'administration publique (division 84 de la NAF).

**Pour le secteur agricole et secteur résidentiel** : le Réseau d'information comptable agricole (RICA) du Service statistique public de l'agriculture était mobilisé. La consommation en BT issue de l'EATDE agrégeait le secteur résidentiel et le secteur agricole. La consommation (en basse tension) dans le secteur agricole était estimé à partir du RICA et la consommation du résidentiel en était déduite par différence.

**Pour le secteur professionnel** : la source Connaissance locale de l'appareil productif (CLAP) était utilisée pour ventiler la BT au sein des petits professionnels selon les secteurs d'activité. La

---

<sup>41</sup> Y compris véhicules hybrides rechargeables à partir du bilan 2020.

répartition des salariés entre établissements de moins de 20 salariés était utilisée comme clef de répartition de cette consommation électrique entre les secteurs d'activités.

Afin d'éviter une rupture de série entre 2017 et 2018, **les données ont été rétropolées entre 2011 et 2017**. Pour cela, un produit en croix a été réalisé : pour chaque série élémentaire du bilan, les données de 2011 à 2017 ont été multipliées par le rapport entre la donnée 2018 estimée par la nouvelle méthode et la donnée 2018 estimée par l'ancienne méthode. Cette rétropolation n'est appliquée qu'aux données de la France métropolitaine, faute des données nécessaires dans les DOM. Par ailleurs, elle n'est pas appliquée aux agrégats de séries élémentaires afin de conserver la cohérence interne du bilan. Par exception, elle est toutefois appliquée à la consommation totale de transport, afin de déduire la série relative au « Transport – non spécifié » par différence entre la consommation totale de transport et ses autres composantes. Rétropoler directement cette série aurait en effet conduit à une modification qui a été jugée trop forte.

### III. Bilan monétaire de l'électricité

#### 01) PRÉSENTATION DU BILAN MONÉTAIRE

Les ressources monétaires en électricité incluent :

- la production et les marges de fourniture
- les importations
- l'utilisation du réseau hors pertes (marges de transport et distribution)
- les taxes desquelles il faut déduire les exportations et les subventions.

Par équilibre comptable, les ressources totales sont égales à la consommation totale.

#### 02) SOURCES DE DONNÉES

Les prix et les taxes sont ceux fournis par l'enquête semestrielle « Transparence des prix » (ETP) du gaz et de l'électricité.

Depuis 2018, la Caisse Nationale de retraite des Industries Electriques et Gazières (CNIEG) livre le montant total de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), la Direction Générale des Collectivités Locales (DGCL) celui des taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TLFCE), et la Direction Générale des Douanes et Droits Indirects (DGDDI) celui de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE).

#### 03) RESSOURCES

##### Production et marges

Les principaux producteurs d'électricité étant aussi fournisseurs, il est difficile de distinguer la valeur de la production et les marges de fourniture. Il est fait le choix ici de ne présenter qu'un agrégat de ces deux grandeurs, obtenu par solde entre, d'une part, la dépense totale et, d'autre part, la sommes des taxes nettes des subventions et du solde importateur. Cette valeur inclut donc implicitement un éventuel écart statistique.

Il est également difficile de ventiler la valeur de la production par filière, car les principaux producteurs gèrent des parcs de production diversifiés. Il est toutefois possible d'isoler la valeur de certaines productions s'échangeant à des prix régulés. C'est le cas notamment pour les filières subventionnées, notamment les énergies renouvelables, ainsi que pour la part de la production nucléaire s'échangeant dans le cadre du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historiques (ARENH).

Ces valeurs, bien que n'intervenant pas directement dans les tableaux synthétiques de bilans, sont présentées dans le corps du texte.

### Commerce extérieur d'électricité

La valorisation monétaire des échanges extérieurs se fait ainsi :

- Un prix moyen d'exportation est estimé à partir des données douanières en rapportant la valeur des exportations déclarée au volume correspondant ;
- Un prix moyen d'importation est estimé de manière analogue pour la métropole. La valeur des importations de la Corse est connue via la CRE.

### Estimation des subventions (et de la valorisation de la production subventionnée)

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fournit chaque année, dans ses délibérations, des données sur les charges constatées liées aux obligations d'achat et aux compléments de rémunération.

L'estimation des subventions aux filières renouvelables et à la cogénération en est directement tirée. Des retraitements sont toutefois effectués pour certaines filières.

Il peut en particulier exister un décalage temporel significatif entre la production et l'enregistrement de la charge correspondante par la CRE pour certaines installations photovoltaïques non télérelevées. Pour le corriger, on valorise :

- la production sous OA au coût d'achat moyen fourni par la CRE
- la différence entre la production totale estimée hors autoconsommation et la production sous OA avec un prix égal au rapport des différences entre les coûts d'achat de l'année N et de l'année N-1 et des productions achetées de l'année N et de l'année N-1 :

$$\begin{aligned} & \text{Prix (production EAPE - production sous OA)} \\ &= \frac{\text{Coût d'achat année N} - \text{Coût d'achat année N - 1}}{\text{Energie achetée année N} - \text{Energie achetée année N - 1}} \end{aligned}$$

Les subventions sous OA s'obtiennent en multipliant la production totale hors autoconsommation par un prix de marché calculé à partir des données de la CRE comme :

$$\text{Prix de marché} = \frac{\text{Coût d'achat} - \text{Surcoût}}{\text{Energie achetée}}$$

Concernant l'électricité produite à partir de biogaz, il peut arriver que la production subventionnée fournie par la CRE soit légèrement supérieure à la production issue de l'EAPE. Le coût d'achat moyen et la subvention moyenne tirés des données de la CRE sont alors appliqués à cette dernière.

Les subventions pour la production à partir de bagasse dans les ZNI ne sont pas distinctes dans les données de la CRE de celles pour la production à partir de charbon. En effet, la bagasse n'est utilisée dans les centrales la consommant que pendant la campagne sucrière, et celles-ci consomment du charbon le reste de l'année. Afin de bien distinguer les subventions aux énergies renouvelables des autres subventions, on répartit la production subventionnée et sa valeur au prorata des productions totale charbon et bagasse dans les ZNI fournies par l'EAPE.

Les subventions incluent en outre les charges de péréquation qui visent à ce que le coût de l'électricité pour les consommateurs dans les zones non interconnectées ne soit pas différent de celui auquel font face les consommateurs de France continentale bénéficiant de tarifs réglementés.

### **Coût de l'utilisation du réseau (et des pertes de transport et de distribution d'électricité)**

Le coût du transport est estimé à partir des recettes déclarées par RTE dans son rapport de gestion consolidé. Sont exclues les recettes correspondant aux rubriques « Autres prestations » « Autres clients dont injection » (ces dernières correspondant à des livraisons à l'étranger) ainsi que les recettes d'interconnexion.

Le coût de la distribution d'électricité est estimé à partir des recettes des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), desquelles sont déduites les paiements effectués à ces derniers à RTE pour l'usage du réseau de transport. On suppose le coût de distribution par MWh livré sur les réseaux de distribution des ELD identique à celui observé sur le réseau d'Enedis. Pour les ZNI, le coût de la distribution pris en compte est celui, publié par la CRE, qui entre dans les tarifs réglementés de vente, conformément au principe de péréquation géographique. Il ne reflète donc pas le coût réel de la distribution d'électricité dans les ZNI (ce qui revient à imputer le surcoût occasionné par le fait d'être isolé entièrement à la production).

La valeur des pertes sur le réseau d'Enedis est communiquée par ce dernier. Les pertes sur les réseaux des ELD, d'EDF-SEI et d'Electricité de Mayotte sont valorisées au prix des pertes sur le réseau d'Enedis.

## **04) CONSOMMATION**

*Méthode à partir du millésime 2018*

### 1. Consommation du résidentiel

Les prix et les taxes (TVA, TLFCE, TICFE, CTA) pour les clients résidentiels sont estimés à partir de l'ETP.

### 2. Consommation des professionnels

#### 2.1 Cas général

L'estimation des prix et des taxes pour les clients professionnels repose sur l'ETP, qui donne un prix moyen suivant les tranches de consommations détaillées ci-après :

<b>Professionnels</b>	<b>Tranche (en MWh)</b>
<b>IA</b>	<b>0 à 20</b>
<b>IB</b>	<b>20 à 500</b>
<b>IC</b>	<b>500 à 2000</b>
<b>ID</b>	<b>2000 à 20 000</b>
<b>IE</b>	<b>20 000 à 70 000</b>
<b>IF</b>	<b>70 000 à 150 000</b>
<b>IG</b>	<b>150 000 et plus</b>

À partir des données locales d'énergie au niveau IRIS de Enedis et RTE, les consommations sont ventilées par tranche de prix ETP :

- Pour les entreprises, la consommation moyenne par point de livraison (PDL) par IRIS et division permet d'associer à chaque IRIS une tranche de prix ETP ;
- Pour les petits professionnels, la consommation moyenne par PDL par IRIS et grand secteur permet d'associer à chaque IRIS une tranche de prix ETP ; à chaque division d'un même grand secteur est ensuite associée la même répartition par tranche qu'au niveau du grand secteur.

L'ensemble des consommations des clients professionnels est ainsi réparti par tranche pour chaque division, permettant l'estimation de niveaux moyens de prix et de taxes par grand secteur (hors transport et hors autoconsommation, *cf. infra*).

Un coefficient de calage est ensuite appliqué à l'ensemble des prix hors secteur Énergie et Transports (voir parties suivantes) de telle sorte à ce que le prix moyen HTVA du MWh hors résidentiel corresponde au prix moyen HTVA des clients professionnels dans l'ETP.

Les montants moyens estimés des taxes sont quant à eux calés sur les montants totaux de la CTA, TLCFE et TICFE.

Le montant de chaque taxe du secteur professionnel est obtenu en déduisant du total le montant correspondant pour le secteur résidentiel. La même méthode de calage que pour le prix HTVA est ainsi appliqué, pour chacune des trois taxes.

On déduit enfin les montants HTT en déduisant des montants HTVA le total de la CTA, de la TICFE et de la TLCFE.

## 2.2 Secteur de l'énergie

Les prix associés au secteur Énergie sont estimés de la même façon que ceux des autres secteurs, comme décrit en partie précédente. Cependant, pour éviter un double compte dans la dépense d'électricité, on exclut de cette dernière l'industrie nucléaire (la dépense d'électricité de ce secteur, dont la production est une consommation intermédiaire de la production d'électricité, étant *in fine* répercutée dans les prix de l'électricité de l'ensemble des consommateurs).

## 2.3 Secteur des transports

Pour le transport ferroviaire, les prix considérés sont, pour l'interurbain, celui déclaré par SNCF Mobilités<sup>42</sup> dans le cadre de l'ETP et, pour l'urbain, celui de la tranche IF de l'ETP.

Pour les oléoducs, le prix utilisé est celui de la tranche IF de l'ETP, les volumes d'achat étant d'environ une centaine de GWh par gestionnaire.

Pour les remontées mécaniques, la méthode utilisée est semblable à celle des autres secteurs. Sur le champ du réseau d'Enedis, on associe une tranche de prix ETP à chaque commune dotée de remontées mécaniques, à partir des consommations de la division 49 par IRIS. Un prix moyen est ensuite calculé pour l'ensemble de la France.

---

<sup>42</sup> Le prix 2018 est extrapolé à partir de celui déclaré en 2019, en appliquant l'évolution moyenne dans la tranche IF.

Pour le transport routier, le prix moyen est supposé être le même que celui observé dans l'ensemble du secteur tertiaire.

#### Méthode pour les millésimes antérieurs à 2018

Le bilan monétaire de consommation d'électricité avant 2018 mobilisait plusieurs enquêtes différentes, et notamment :

- **Pour le secteur de l'agriculture** : les données monétaires du RICA alimentaient directement les calculs.
- **Pour le secteur du résidentiel** : l'enquête Transparence des Prix (ETP) permettait une estimation du prix d'achat de l'électricité pour les clients résidentiels.
- **Pour le secteur de l'industrie** : l'enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI) est mobilisée pour déterminer le prix d'achat de l'électricité ; cette enquête ne couvrant pas les plus petits établissements, une hypothèse d'intensité énergétique (consommation d'électricité par salarié) constante par secteur était appliquée.
- **Pour le secteur du tertiaire marchand** : les données monétaires de l'enquête sur les consommations d'énergie dans le tertiaire (ECET), relatives à l'année 2011, étaient mobilisées en prenant en compte un coefficient correctif d'évolution relatif à l'évolution des prix dans l'ETP.
- **Pour le secteur des transports** : les prix des années antérieures à 2018 sont calculés par rétropolation à partir du prix de 2018 en appliquant l'évolution annuelle du prix dans l'ETP pour la tranche IF, entre 2011 et 2018.
- **Pour le reste des secteurs** : enfin, pour l'ensemble des autres secteurs (sylviculture, pêche, énergie, divisions non marchandes...) pour lesquels on ne disposait pas d'enquêtes spécifiques à ces secteurs, un prix moyen par tension de raccordement (basse tension inférieure à 36 kVA (BT), en BT supérieure à 36 kVA et inférieure à 250 kVA, en haute tension (HT)) est calculé.

Pour les plus grands consommateurs, les prix étaient également ajustés en mobilisant les données de l'EACEI et celles relatives aux secteurs les plus consommateurs (transport, enrichissement de l'uranium).

Enfin, pour l'ensemble des secteurs, le prix payé pour les acteurs économiques (hors secteur résidentiel) n'ayant pas de livraison d'électricité supérieure à 150 GWh, était calé sur celui fourni par l'ETP sur ce champ.

### 3. Autoconsommation

Bien que, par définition, ne faisant pas l'objet d'échange marchand, l'autoconsommation (y compris l'autoconsommation photovoltaïque) est valorisée dans le cadre du bilan monétaire de l'énergie. Par convention et pour chaque autoconsommateur, on applique un prix égal au coût de fourniture, hors taxes, fourni par l'ETP pour la tranche de consommation correspondante, connue via l'EAPE (pour l'autoconsommation photovoltaïque, on applique le coût de fourniture de l'ensemble du résidentiel fourni par l'ETP). Ce prix est toutefois exclu de l'opération de calage sur les résultats de l'ETP.

Les dépenses en électricité des différents secteurs ont été rétropolées entre 2011 et 2017 de la même manière que les données de consommation physique (cf. *supra*).

# 08 Chaleur commercialisée

## I. Généralités sur la chaleur commercialisée

La chaleur évaluée dans le bilan (au sens de l'AIE) correspond à l'ensemble de la **chaleur produite** par les producteurs dont c'est l'activité principale et à la chaleur **vendue** des autoproducteurs. Le bilan chaleur n'inclut donc pas la part non vendue de la chaleur des autoproducteurs. Le tableau ci-dessous récapitule quels « types » de chaleur sont comptabilisés dans le bilan chaleur (en « OUI » sur fond bleu).

	Chaleur produite	
	Chaleur vendue (ou « livrée »)	Chaleur non vendue (pertes et/ou autoconsommation)
<b>Producteurs dont c'est l'activité principale</b>	OUI	OUI
<b>Autoproducteurs</b>	OUI	NON

Concernant la chaleur non vendue des autoproducteurs, ce sont les consommations des combustibles utilisés pour la produire qui sont directement comptabilisées dans les secteurs de consommation finale, dans le bilan global de l'énergie (par ex, si 1 GWh de gaz a été consommée pour la production de 0,4 GWh de chaleur non vendue par les autoproducteurs dont l'activité principale est située dans le tertiaire, le bilan de l'énergie comptabilise 1 GWh de gaz consommée dans le tertiaire).

**Dans toute la suite de la partie, sauf mention explicite contraire, on désignera par « chaleur » la chaleur évaluée dans le bilan (au sens de l'AIE), c'est-à-dire celle correspondant aux trois cases bleues du tableau précédent.**

## II. Bilan physique de la chaleur commercialisée

### 01) PRÉSENTATION DU BILAN PHYSIQUE

La production de chaleur commercialisée est ventilée selon son mode de production (géothermie, pompes à chaleur...) ou selon le combustible ayant été brûlé dans les centrales pour sa production (essentiellement du gaz naturel).

La consommation de chaleur concerne principalement les secteurs industriel, résidentiel et tertiaire.

## 02) SOURCES DE DONNÉES

Deux sources sont principalement utilisées :

- L'EARCF : enquête annuelle sur les réseaux de chaleur, qui est l'unique source d'information permettant de suivre la production de chaleur non cogénérée des réseaux ainsi que les livraisons de chaleur aux différents secteurs
- L'EAPE : enquête annuelle sur la production d'électricité, qui permet notamment de mesurer la chaleur des centrales thermiques de cogénération : En principe, les installations de cogénération des réseaux de chaleur qui effectuent de la cogénération sont enquêtées dans l'EAPE. En revanche, toutes les installations de cogénération de l'EAPE vendant de la chaleur n'appartiennent pas nécessairement à des réseaux de chaleur : il peut notamment s'agir d'installations vendant de la chaleur à des réseaux de chaleur mais externes à ces réseaux ou d'installations vendant de la chaleur à d'autres entités.

On néglige ainsi la chaleur seule (i.e. non cogénérée) vendue en dehors d'un réseau de chaleur.

Ces sources principales peuvent être complétées, dans certains cas, par d'autres sources :

- L'EACEI : enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie : cette enquête complète, pour les énergies renouvelables, les productions de chaleur renseignées dans l'EAPE et l'EARCF dans le cas où un établissement industriel vend directement de la chaleur non cogénérée à un autre établissement sans avoir recours à un réseau de chaleur.
- ITOM : enquête auprès des installations de traitement des ordures ménagères : cette enquête, réalisée par l'Ademe, est exhaustive auprès des unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) ; elle est utilisée pour mesurer la chaleur produite et vendue par les UIOM (cf. partie sur les déchets urbains).

## 03) APPROVISIONNEMENT

Du fait de sa prise en compte récente dans le bilan et de l'amélioration progressive de son observation, la série de production de chaleur commercialisée, – qui, dans le bilan agrégeant les différentes formes d'énergie, apparaît comme consommation négative du secteur de la transformation (au sein de la branche énergie) – comporte deux ruptures significatives, affectant aussi les séries de consommation de combustibles à des fins de production d'électricité ou de chaleur :

- avant 2000, seule la production de chaleur des unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) est comptabilisée ;
- entre 2000 et 2006, la production de chaleur comprend, outre celle issue des UIOM, toute la chaleur cogénérée (commercialisée ou non) ;
- à partir de 2007, la production de chaleur comprend la chaleur injectée dans les réseaux de chaleur afin d'être commercialisée ainsi que la chaleur cogénérée vendue hors réseaux. Le système d'observation actuel ne permet pas d'intégrer la chaleur non cogénérée vendue hors réseaux. Son calcul est détaillé dans la partie 02.

## 04) CONSOMMATION ET PERTES

### (A) Pertes

L'EARCF demande aux réseaux les pertes de distribution. Par contre, celles-ci ne sont pas demandées dans l'EAPE. L'estimation des pertes de transformation et de distribution de chaleur

repose donc sur le calcul d'un taux de pertes sur un champ restreint, appliqué ensuite à la chaleur totale produite (cogénérée ou non).

Le taux de pertes est calculé à partir des enquêtes EARCF et EAPE de la façon suivante :

$$= \frac{\text{Taux\_pertes} \times \text{Prod de chaleur des producteurs principaux} - \text{chaleur livrée par les producteurs principaux}}{\text{production totale de chaleur des producteurs principaux et de la chaleur livrée des autoproducteurs}}$$

Ce calcul repose sur les hypothèses suivantes :

- les pertes des autoproducteurs sont négligées, dans la mesure où elles ne peuvent être distinguées de l'autoconsommation ;
- pour les producteurs principaux, on suppose, puisque leur activité consiste à produire et vendre la chaleur, que la part non vendue correspond à la consommation propre des centrales et aux pertes de distribution. Comme on néglige la consommation propre de l'installation (on suppose que production brute = production nette), on en déduit la valeur des pertes.

## **(B) Consommation finale à usage énergétique**

Par construction, la consommation totale de chaleur, égale à la production nette des pertes de distribution, correspond exactement à la chaleur vendue (i.e. « livrée »).

On la répartit entre les secteurs consommateurs suivants : branche énergie (usages internes autres que consommation propre des centrales de production de chaleur), industrie, tertiaire, résidentiel, agriculture.

Les secteurs livrés par les réseaux de chaleur, qu'ils produisent de la chaleur seule ou en cogénération, sont connus via l'EARCF.

Pour la chaleur produite hors des réseaux de chaleur, les sources utilisées, notamment l'EAPE, ne contiennent pas d'information sur les consommateurs. Néanmoins, une fois retirés les réseaux de chaleur, les installations restantes, particulièrement les plus grosses, sont principalement des centrales électriques ou des installations industrielles. La production de chaleur commercialisée des sites industriels peut être supposée vendue à des établissements voisins.

On fait donc le choix, pour la chaleur produite hors des réseaux de chaleur, de l'affecter intégralement à l'industrie. Ce choix est conforté par le fait que les quantités de chaleur vendues à l'industrie obtenues au total sont proches de celles des achats (nets des ventes) de vapeur déclarées dans l'EACEI (enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie, de l'Insee). Par la suite, cette chaleur vendue à l'industrie est répartie à un niveau plus fin, par sous-secteurs de l'industrie définis dans le cadre des questionnaires AIE-Eurostat grâce à la répartition des achats de chaleur comptabilisés dans l'EACEI.

## III. Bilan monétaire de la chaleur commercialisée

### 01) PRÉSENTATION DU BILAN MONÉTAIRE

Les ressources correspondent à la production incluant des marges de transformation et à la TVA. Il n'y a pas d'échanges extérieurs de chaleur commercialisée. Les emplois correspondent à la

consommation finale. Les logements et le tertiaire concentrent la majeure partie des dépenses en chaleur, les prix étant nettement plus bas dans l'industrie.

## **02) SOURCES DE DONNÉES**

L'EARCF permet de calculer un prix moyen de la chaleur consommée par les secteurs hors industrie tandis que l'EACEI fournit un prix pour le secteur industriel.

## **03) RESSOURCES**

Le montant de chaleur vendue est estimé en agrégeant la dépense en chaleur des différents secteurs (voir paragraphe suivant pour leur évaluation).

## **04) CONSOMMATION**

### **Les prix de la chaleur**

Le prix de vente moyen de chaleur dans l'industrie est estimé à partir des quantités (physique et monétaire) de vapeur achetée déclarées dans l'EACEI.

L'EARCF fournit par ailleurs la recette totale par réseau de chaleur, mais sans distinguer entre secteurs. Le prix hors industrie est estimé à l'aide d'une régression linéaire expliquant la recette d'un réseau par :

- le volume de chaleur livré par ce réseau dans le secteur de l'industrie
- le volume de chaleur livré par ce réseau dans les autres secteurs
- le volume de chaleur livré par ce réseau pour les autres réseaux.

Le prix de vente obtenu est un prix HTT, comme le sont les recettes fournies par le questionnaire. Un taux moyen de TVA est également estimé à partir de l'EARCF, ce qui permet par suite de déterminer un prix TTC moyen pour le résidentiel.

### **Dépenses par secteur**

La dépense de chaque secteur est égale au produit du volume et du prix correspondant.

## 09 Correction des variations climatiques

La consommation d'énergie, dont une part importante est dédiée au chauffage, est sensible aux températures extérieures. Afin de permettre des comparaisons dans le temps à climat constant, des statistiques de consommation corrigée des variations climatiques (CVC) sont présentées dans le présent bilan.

L'indicateur de climat usuellement utilisé pour corriger des besoins de chauffage est le nombre de degrés-jours unifiés (DJU). Il est fondé sur la comparaison, pour chaque jour de l'année, de la température observée avec un seuil, fixé à 15 °C. La température prise en compte est la moyenne des extrema des températures sur une journée :

$$T = (T_{\min} + T_{\max}) / 2$$

Le nombre de degrés-jours de cette journée est égal à  $15 - T$  si  $T < 15$  °C, à 0 sinon. La somme des degrés-jours de tous les jours de la saison de chauffe, période de l'année qui va de janvier à mai et d'octobre à décembre inclus, donne ensuite le nombre annuel de DJU. En pratique, ce calcul est réalisé pour 539 stations météorologiques, pour lesquelles MétéoFrance diffuse des données en accès libre. Les résultats de chaque station sont pondérés par la population des communes les plus proches des stations retenues.

La consommation CVC est par définition celle qui aurait été constatée si le nombre de degrés-jours avait été égal à la moyenne de ceux observés sur une période de référence donnée. Cette moyenne (notée DJU0 dans la suite) s'établit à 1 523 degrés-jours sur la période de référence, couvrant les années 1991 à 2020. La série des DJU est présentée dans la partie 4 du bilan. Pour chaque secteur et chaque forme d'énergie, l'écart entre la consommation CVC et la consommation réelle (Créelle) est supposé dépendre linéairement du nombre de degrés-jours, à travers un coefficient de thermosensibilité  $b$  :

$$C_{\text{CVC}} = C_{\text{réelle}} - b \cdot (\text{DJU} - \text{DJU0})$$

La détermination du jeu de coefficients  $b$  sur la période 1990-2022 repose sur la combinaison d'estimations économétriques sur données mensuelles et annuelles. Plus précisément, les coefficients relatifs aux consommations totales d'électricité, de gaz, de produits pétroliers, aux consommations des centrales électriques en gaz et charbon, à la consommation des centrales calogènes en gaz et aux pertes électriques sont estimés sur séries temporelles mensuelles sur des périodes de cinq ans glissantes (le coefficient de l'année  $n$  étant ainsi obtenu par estimation sur la période de l'année  $n-2$  à  $n+2$  incluses). Les séries de coefficients ainsi obtenus sont lissées à l'aide du filtre Hodrick-Prescott. La sensibilité au nombre de degrés-jours des consommations d'électricité, de gaz et de produits pétroliers est ensuite ventilée par secteur (industrie, résidentiel, tertiaire) à partir d'estimations sur données annuelles sur la période 1990-2021.

La thermosensibilité de la consommation de **gaz naturel** du résidentiel et du tertiaire est ventilée entre ces deux secteurs au prorata de leurs consommations respectives, faute d'estimations séparées satisfaisantes. La thermosensibilité des pertes sur le réseau de gaz est supposée proportionnelle à celle de la consommation totale de gaz.

La thermosensibilité de la consommation de **chaleur (commercialisée) et celle des énergies renouvelables et thermiques** sont estimées à partir d'une estimation sur données annuelles : une

régression des consommations sur les DJU permet d'estimer un coefficient de thermo sensibilité relatif (rapporté aux consommations) moyen sur la période. La thermosensibilité des pertes de distribution sur les réseaux de chaleur est également supposée proportionnelle aux quantités livrées.

Pour les **produits pétroliers** :

- la thermosensibilité de la consommation de fioul lourd hors centrales électriques est intégralement attribuée à l'industrie ;
- la thermosensibilité de la consommation de GPL est intégralement attribuée au résidentiel, les sensibilités pour les secteurs industrie et tertiaire n'étant pas statistiquement significatives ;
- la thermosensibilité de la consommation de fioul domestique est ventilée entre les secteurs résidentiel et tertiaire seulement, la sensibilité pour l'industrie n'étant pas statistiquement significative.

Il est en outre supposé que 70 % de la consommation finale de **biomasse solide** et de celle tirée des **pompes à chaleur** est proportionnelle au nombre de degrés-jours.

Le coefficient relatif à la **consommation primaire totale** s'obtient enfin en additionnant ceux relatifs aux consommations totales de gaz, pétrole, charbon, énergies renouvelables, déchets et électricité et en retranchant ceux relatifs aux consommations de gaz et charbon pour produire de l'électricité multipliés par les rendements moyens correspondants de ces productions (il n'est pas identifié de thermosensibilité statistiquement significative de la production nucléaire).

Le tableau suivant comprend l'ensemble des coefficients de thermosensibilité utilisés (ils sont supposés nuls pour les couples de secteurs et de formes d'énergie ne figurant pas dans le tableau).

## Coefficients de thermosensibilité estimés

En GWh/DJU

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Charbon	Résidentiel	4,7	4,7	4,7	4,7	4,3	3,8	3,5	3,0	2,4	2,0	1,6	1,4	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1	2,2	2,1	2,0	1,7	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	
	Transformation	64,3	64,3	64,3	64,3	59,8	55,0	49,7	43,8	37,6	31,4	25,9	21,5	18,8	17,8	18,4	20,0	22,2	24,8	27,4	30,1	32,4	33,8	33,6	31,7	29,3	26,4	23,7	21,5	19,4	17,4	15,4	13,1	13,1	13,1	
Produits pétroliers	Industrie	8,0	8,0	8,0	8,0	7,8	7,7	7,3	7,0	6,4	5,6	4,7	3,8	3,0	2,4	2,1	2,0	2,0	2,2	2,3	2,4	2,4	2,3	2,1	1,7	1,4	1,0	0,8	0,6	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	
	Résidentiel	34,4	34,4	34,4	34,4	36,4	38,1	39,3	39,4	37,9	35,0	31,3	27,7	24,8	22,8	21,6	20,9	20,1	19,2	18,3	18,1	18,1	18,1	17,9	17,6	17,3	16,9	16,0	15,1	14,1	12,8	11,5	10,2	10,2	10,2	
Gaz naturel	Tertiaire	12,2	12,2	12,2	12,2	13,0	13,6	14,1	14,1	13,6	12,7	11,5	10,4	9,3	8,7	8,4	8,0	7,7	7,2	6,9	6,9	6,9	7,0	6,9	6,7	6,6	6,4	6,2	5,7	5,2	4,7	4,0	3,3	3,3	3,3	
	Industrie	11,3	11,3	11,3	11,3	11,6	12,0	12,2	12,6	12,9	13,3	13,4	13,7	14,0	14,3	14,5	14,8	15,1	15,4	15,6	15,8	15,9	15,9	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,3	16,5	16,6	16,6	16,6	16,6	
	Résidentiel	38,4	38,4	38,4	38,4	39,4	40,5	41,5	42,7	43,7	44,9	45,6	46,5	47,5	48,4	49,3	50,4	51,4	52,1	53,1	53,7	54,2	54,3	54,8	54,8	54,8	54,9	54,8	54,8	55,0	55,4	55,9	56,5	56,5	56,5	
	Tertiaire	18,6	18,6	18,6	18,6	19,1	19,7	20,1	20,7	21,2	21,7	22,1	22,6	23,0	23,5	23,8	24,4	24,9	25,2	25,7	26,1	26,3	26,3	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,6	26,9	27,1	27,4	27,4	27,4	
Enr et déchets	Pertes sur le réseau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7	0,6	0,7	0,9	1,4	1,5	1,4	1,4	0,8	0,8	0,8	1,2	1,0	1,3	1,3	1,3	1,2	1,0	1,2	1,2	0,9	0,8	0,8	0,8	
	Résidentiel	39,1	39,1	39,1	39,1	37,9	36,9	35,7	34,5	33,5	32,6	31,7	31,2	30,8	30,6	30,7	30,9	31,3	31,9	32,6	33,4	34,2	34,9	35,6	36,3	36,8	37,3	37,8	38,3	38,7	39,2	39,8	40,2	40,2	40,2	
Electricité	Tertiaire												0,9	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	
	Transformation (chaleur)																		0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	2,0	2,1	2,2	2,4	2,6	2,7	2,7
	Industrie	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	
	Résidentiel	14,7	14,7	14,7	14,7	14,3	14,1	13,8	13,6	13,6	13,7	14,0	14,4	15,0	15,7	16,5	17,3	18,0	18,8	19,8	20,7	21,5	22,1	22,6	22,8	22,9	22,9	22,9	22,9	22,8	22,9	23,1	23,4	23,4	23,4	
Chaleur	Tertiaire	7,2	7,2	7,2	7,2	7,0	6,9	6,7	6,6	6,6	6,7	6,9	7,1	7,3	7,7	8,0	8,5	8,8	9,3	9,7	10,1	10,5	10,8	11,0	11,2	11,3	11,3	11,2	11,2	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	
	Pertes sur le réseau	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,1	3,1	3,0	2,8	2,4	2,1	2,0	2,1	2,3	2,7	3,0	3,5	4,1	4,7	5,0	5,2	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,3	5,5	5,7	5,7	5,7	
	Tertiaire																			5,5	5,6	5,5	5,5	5,3	5,3	5,3	5,2	5,3	5,3	5,5	5,5	5,6	5,7	5,8	5,8	
Toutes énergie	Pertes sur le réseau											0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2	0,7	0,9	1,9	1,2	1,0	1,3	1,3	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,3	0,9	0,9	0,9	
	Consommation finale	191,1	191,1	191,1	191,1	193,6	195,8	197,2	197,0	194,7	191,0	189,0	185,8	184,1	184,5	186,3	189,3	192,5	195,0	198,4	201,9	205,4	207,6	209,2	209,6	209,7	208,9	208,1	207,0	206,2	205,5	205,4	205,5	205,5	205,5	
	Consommation primaire	224,7	224,7	224,7	224,7	226,4	226,6	224,2	220,4	215,9	208,4	204,1	198,1	194,5	193,6	196,1	200,2	204,9	209,5	214,1	221,4	225,0	225,4	228,9	229,0	227,1	224,6	221,8	220,6	218,2	216,8	215,7	216,0	216,0	216,0	

Toutes énergies confondues, un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de référence (soit un écart de 153 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle finale (resp. primaire) de 31,4 TWh (resp. 41,6 TWh) en 2023.

En outre, la thermosensibilité de la consommation d'électricité du secteur tertiaire pour la climatisation est prise en compte à partir de l'année d'observation 2011. La méthode est analogue à celle employée pour les besoins de chauffage, en définissant des degrés-jours unifiés de climatisation (DJUc) à partir d'une température de référence de 21 °C. L'estimation est réalisée sur données mensuelles et il est fait l'hypothèse simplificatrice que la totalité de la sensibilité de la consommation d'électricité au nombre de degrés-jours de climatisation est imputable au secteur tertiaire.

Un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de climatisation de référence (soit de 11 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle d'électricité du secteur tertiaire de 0,13 TWh en 2023.

# 10 Intensité énergétique finale

L'intensité énergétique finale est le ratio entre une consommation d'énergie et un indicateur d'activité. Elle permet de mesurer l'évolution de l'efficacité énergétique d'un pays ou d'un secteur.

A l'échelle du pays, on utilise le PIB pour calculer l'intensité énergétique de la France. Pour la majorité des intensités énergétiques finales sectorielles, on utilise la valeur ajoutée provenant des comptes de la nation (Insee). Pour deux secteurs, on utilise un indicateur d'activité non monétaire : la surface totale des logements habités pour le résidentiel (SDES) et la circulation en véhicules-kilomètres pour les transports (SDES).

# 11 Emissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie

Jusqu'au bilan énergétique 2022, des séries d'émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergie étaient calculées en appliquant des facteurs de conversion aux séries du bilan.

A partir du bilan 2023, les données utilisées proviennent du rapport national d'inventaire officiel, réalisé par le Citepa dans le cadre de la Convention-Cadre des Nations Unies pour le Changement Climatique (CCNUCC). Il s'agit plus précisément des émissions dues à la combustion d'énergie (CRF1) de tous les gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, gaz fluorés), exprimées en CO<sub>2</sub> équivalent, au périmètre Union européenne (métropole et Outre-mer faisant partie de l'UE).



**RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

**Commissariat général  
au développement durable**

**Service des données et études statistiques**

Sous-direction des statistiques de l'énergie

Tour Séquoia – 92055 La Défense cedex

Courriel : [diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr](mailto:diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr)

[www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr)