

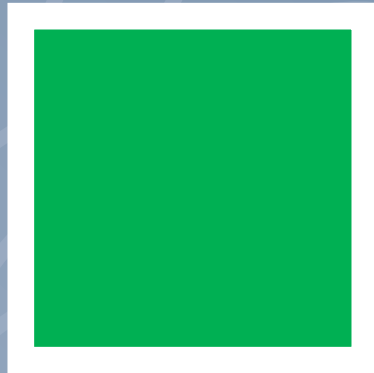
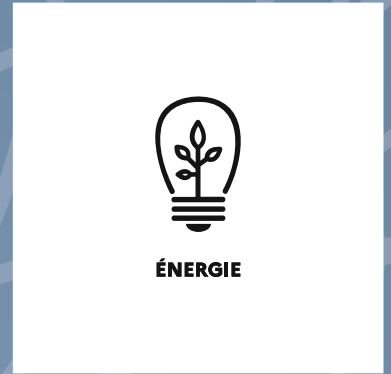


MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

D

A



T

A

L

A

B

Bilan énergétique de la France pour 2019

JANVIER 2021



sommaire

Bilan énergétique de la France pour 2019

- 4 - Avant-propos
- 5 - Les prix de l'énergie
- 25 - L'approvisionnement énergétique de la France
- 43 - Transformation, transport et distribution d'énergie en France
- 61 - La consommation d'énergie par forme d'énergie en France
- 85 - La consommation d'énergie par secteur ou usage en France
- 105 - Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie
- 110 - Données clés
- 113 - Annexes
- 151 - Table des matières

Document édité par :
**Le service des données
et études statistiques (SDES)**

*Chiffres arrêtés au 30 novembre 2020.
L'arrondi de la somme n'est pas toujours
égal à la somme des arrondis.*

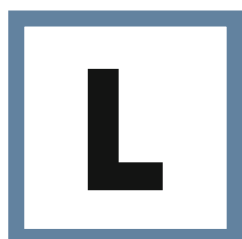
pilotage



contributeurs



avant-propos



Le bilan énergétique de la France vise à répondre à deux principales questions. Comment la France s’approvisionne-t-elle en énergie ? Qui consomme quoi ? Son volet physique, qui existe depuis 1982, obéit désormais parfaitement aux recommandations de l’Agence internationale de l’énergie et d’Eurostat. Son volet monétaire, plus récent et plus original au plan international, fournit notamment une dépense nationale en énergie. Cette dernière est, d’une part, ventilée par secteur consommateur et, d’autre part, décomposée suivant ses bénéficiaires (importateurs, producteurs nationaux ou administrations publiques via la fiscalité), permettant ainsi d’éclairer la formation des prix.

— **Béatrice Sédillot**

CHEFFE DU SERVICE DES DONNÉES ET ÉTUDES STATISTIQUES (SDS)

partie 1

Les prix de l'énergie

— Les ménages paient en moyenne l'énergie 2,3 % plus cher en 2019 qu'en 2018. Cette hausse est portée par les prix du gaz et de l'électricité. Les prix des carburants sont stables, dans un contexte de baisse du cours du *Brent*. L'électricité se renchérit également pour les entreprises. Le secteur productif et particulièrement l'industrie bénéficient en revanche d'une baisse moyenne des prix du gaz naturel, dans le sillage des prix de gros.



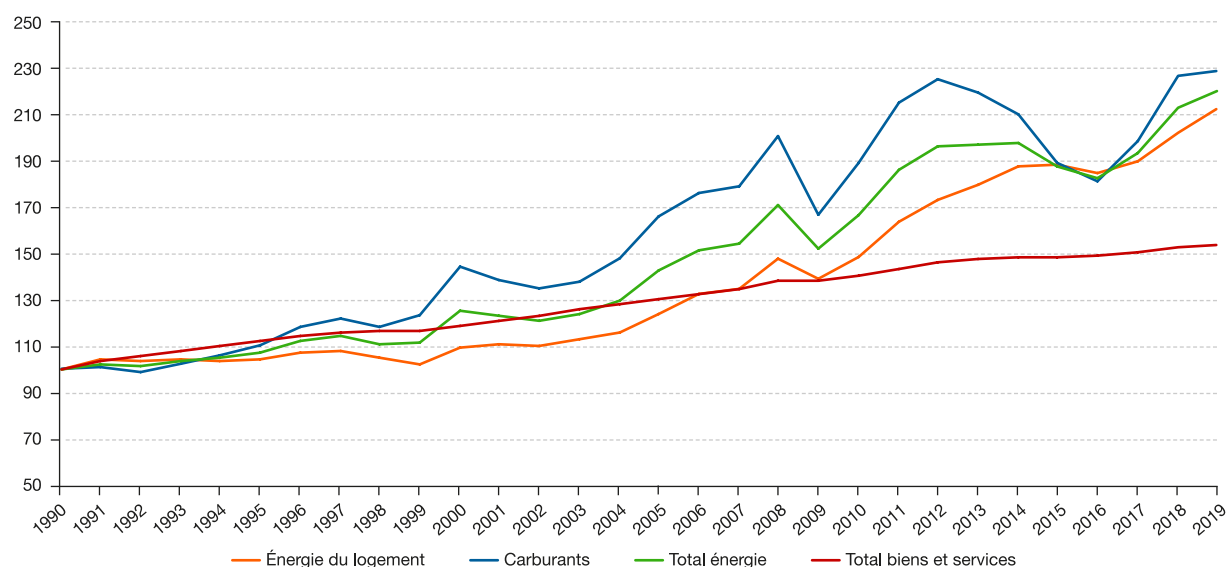
1.1 Hausse des prix de l'énergie résidentielle mais stabilité de ceux des carburants en 2019

Dans un contexte d'inflation générale des biens et services de 1,1 %, les ménages paient en moyenne l'énergie 2,3 % plus cher en 2019 qu'en 2018 (*figure 1.1.1*). Cette hausse est imputable à l'énergie du logement, dont le prix moyen augmente de 4,3 %, tandis que celui des carburants est

quasiment stable (+ 0,2 %, *cf. 1.2*). L'augmentation du prix de l'énergie résidentielle est portée par l'électricité (*cf. 1.7*) et le gaz (*cf. 1.3*), qui sont les deux principales formes d'énergie consommées dans les logements.

Figure 1.1.1 : prix à la consommation

Indice base 100 en 1990



Sources : Insee ; calculs SDES

Sur longue période, l'énergie reste un bien plus onéreux que par le passé pour les ménages. Son prix a augmenté de 2,7 % par an en moyenne depuis 1990, en euros courants, alors que l'inflation générale annuelle ne s'est élevée qu'à 1,5 % sur la période. Les prix des carburants ont crû globalement dans une proportion légèrement plus élevée que ceux de l'énergie résidentielle depuis 1990, mais avec des évolutions contrastées entre différentes sous-périodes. Longtemps peu dynamique, le prix de l'énergie du logement a fortement

accélééré depuis le milieu des années 2000. Celui des carburants retrouve aujourd'hui un niveau similaire à celui atteint au début de la décennie.

Les entreprises font, quant à elles, face à des évolutions de prix contrastées entre formes d'énergie en 2019. Ainsi, l'électricité et le fioul se renchérissent pour le secteur productif, tandis qu'à l'inverse le gaz devient meilleur marché, particulièrement pour l'industrie, de même que le charbon à coke destiné à la production de fonte (*cf. 1.4*).

1.2 Les prix du pétrole brut et raffiné ont connu des fluctuations modérées en 2019

1.2.1 PRIX DU PÉTROLE BRUT

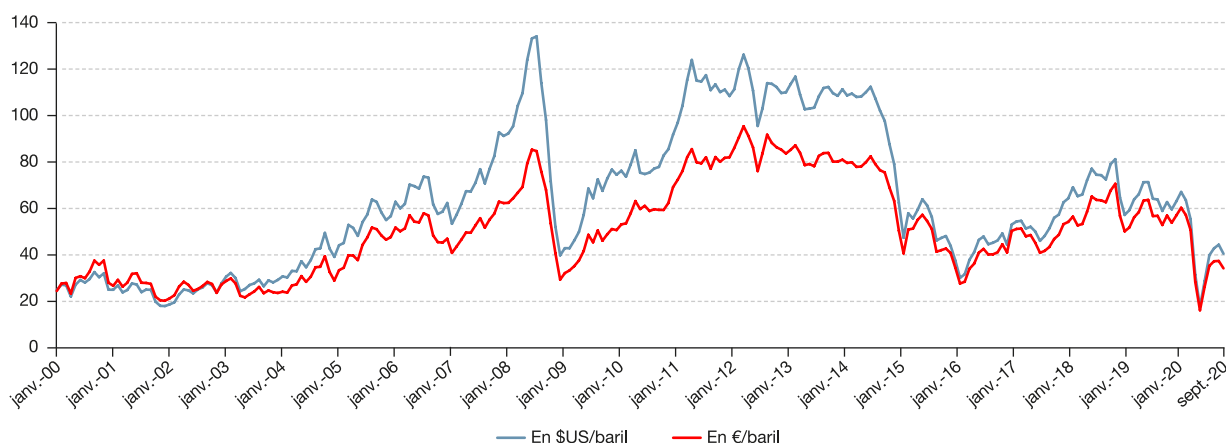
Cours du pétrole brut

Le cours du baril de *Brent*, pétrole brut de référence pour le marché européen, a connu des variations relativement modérées au cours de l'année 2019, oscillant dans une fourchette comprise entre 53 et 75 \$, avec une moyenne de 64 \$, en recul de 10 % par rapport à l'année précédente (*figure 1.2.1.1*). Exprimée en euros, cette baisse est atténuée (- 5 %) du fait de l'appréciation de l'euro par rapport au dollar. Sur les premiers mois de l'année 2019, l'action concertée de réduction de la production de pétrole, associant l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) et plusieurs autres pays dont la Russie, a orienté le cours du *Brent* à la hausse, malgré une faible croissance de la demande mondiale. À l'été, le retour de tensions commerciales

entre les États-Unis et la Chine puis le Mexique, le ralentissement de la croissance économique ainsi que la forte production de pétrole brut américain ont favorisé une forte baisse du cours, passant de 71 \$ en mai à 64 \$ en juin, puis à 59 \$ en août, sa moyenne mensuelle la plus basse de l'année. Après une augmentation en septembre liée à l'attaque d'installations saoudiennes par des drones yéménites, les cours se sont à nouveau repliés en octobre, avec le rétablissement rapide de la production et le niveau élevé des stocks, notamment américains. En fin d'année, les avancées dans les négociations sino-américaines, la décision de l'Opep et de ses partenaires, dont la Russie, de poursuivre la limitation de la production et les nouvelles tensions au Moyen-Orient ont légèrement fait remonter le cours. En début d'année 2020, la crise sanitaire mondiale liée au Covid-19 fait s'effondrer les cours.

Figure 1.2.1.1 : cours moyen mensuel du baril de *Brent* daté

En dollars et en euros courants



Note : les moyennes mensuelles sont les moyennes des cotations quotidiennes du Brent daté en clôture à Londres.
Sources : Reuters ; DGE

Prix du pétrole brut importé

Le prix du brut importé par les raffineurs français s'élève en moyenne à 428 euros par tonne équivalent pétrole (€/tep) en 2019 (*figure 1.2.1.2*), soit 60 € ou encore 67 \$ le baril.

Incluant l'assurance et le fret, il est logiquement légèrement supérieur au cours moyen du *Brent* daté et connaît une évolution similaire à ce dernier par rapport à 2018 (- 4,9 %).

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.2.1.2 : prix moyen à l'importation du pétrole brut*

En euros par tep

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Importations	588	639	607	551	355	291	357	449	428

* Y compris de faibles quantités de condensats à destination du raffinage et de la pétrochimie, d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.

Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; DGDDI ; LyondellBasell ; SARA

1.2.2 PRIX DES PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS

En complément du pétrole brut destiné à être traité dans les raffineries nationales, la France importe des produits pétroliers déjà raffinés. Les prix de ces derniers, qui incluent une marge de raffinage au-delà du coût du pétrole brut, varient

sensiblement entre produits : ils dépendent, d'une part, de la demande qui leur est adressée et, d'autre part, de plusieurs facteurs liés à la qualité du produit, comme sa teneur énergétique, sa concentration en particules polluantes ou encore l'incorporation d'additifs. En 2019, le prix des produits raffinés importés par la France s'est élevé en moyenne à 529 €/tep (figure 1.2.2.1), en repli de 2,7 % par rapport à 2018, dans le sillage de la baisse du cours du Brent. Le gazole et le fioul domestique, majoritaires dans les achats français de produits raffinés, ont été en particulier importés au prix moyen de 544 €/tep (soit 46 c€/l) en 2019, contre 554 €/tep (soit 47 c€/l) en 2018. Le prix moyen des exportations françaises s'est élevé, quant à lui, à 614 €/tep pour les produits non énergétiques ; 503 €/tep pour les supercarburants, soit 39 c€/l).

Figure 1.2.2.1 : prix moyens des produits raffinés à l'importation et à l'exportation

En euros par tep

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Importations	635	724	682	622	454	379	456	544	529
dont gazole/fioul domestique	674	759	711	649	463	381	457	554	544
jet kérosène	649	764	721	671	473	373	458	570	557
gaz de pétrole liquéfié (GPL)	528	595	533	440	303	270	341	364	318
fioul lourd	554	621	580	537	359	287	365	427	431
produits non énergétiques*	717	744	705	670	514	456	521	607	551
Exportations	698	780	737	691	506	451	542	616	614
dont gazole/fioul domestique	671	724	702	679	444	369	435	534	505
supercarburants	651	751	704	643	464	384	467	525	503
fioul lourd	481	543	506	448	264	201	289	374	370
produits non énergétiques*	827	897	801	765	603	557	635	666	675

* Naphta, bitumes, lubrifiants.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

1.2.3 PRIX À LA CONSOMMATION

Le prix toutes taxes comprises (TTC) du gazole, carburant le plus consommé en France, s'élève en moyenne en 2019 à 1,44 €/l, ce qui représente son plus haut niveau historique (figure 1.2.3.1). Il est stable, en euros courants, par rapport à 2018, dans un contexte de gel de la fiscalité et de légère baisse des prix des produits raffinés importés (cf. supra). Les supercarburants restent légèrement plus chers que le gazole en 2019. Le prix moyen TTC du SP95-E10, supercarburant le plus consommé aujourd'hui en France, s'élève à 1,48 €/l en 2019, niveau légèrement inférieur à celui du SP95 (1,51 €/l), en raison d'une taxation moins forte. Le SP98 a, quant à lui, été acheté à un prix moyen de 1,57 €/l, du fait d'un prix hors toutes taxes (HTT) supérieur à celui du SP95.

Comme celui du gazole, les prix des supercarburants, en euros courants, sont stables par rapport à 2018. L'écart de prix entre le gazole et les supercarburants s'est ainsi considérablement réduit ces dernières années, passant de 19 c€/l en 2014 à 4 c€/l en 2019 pour le SP95-E10, en raison principalement d'une réduction de l'écart de taxation entre les deux produits entre 2014 et 2018.

Les prix des combustibles pétroliers à usage domestique apparaissent, quant à eux, en légère hausse, de 2,1 % pour le fioul domestique, 4,1 % pour le propane et 4,7 % pour le butane. Le prix du fioul lourd à très basse teneur en soufre, principalement utilisé dans le secteur industriel, pour le fonctionnement de centrales thermiques ou comme combustible pour les gros navires, augmente aussi modérément, de 2,1 %.

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.2.3.1 : prix à la consommation des principaux produits pétroliers (biocarburants inclus)

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gazole (€/l)	HTT	0,41	0,53	0,68	0,74	0,69	0,63	0,48	0,41	0,48	0,59	0,59
	HTVA	0,84	0,96	1,12	1,17	1,13	1,07	0,96	0,92	1,03	1,20	1,20
	TTC	1,00	1,14	1,34	1,40	1,35	1,29	1,15	1,11	1,23	1,44	1,44
SP98 (€/l)	HTT	0,43	0,55	0,67	0,75	0,72	0,67	0,55	0,49	0,54	0,62	0,62
	HTVA	1,04	1,16	1,29	1,35	1,33	1,29	1,18	1,14	1,20	1,31	1,31
	TTC	1,24	1,38	1,54	1,62	1,59	1,54	1,41	1,36	1,44	1,57	1,57
SP95-E10 (€/l)	HTT	-	-	-	-	0,65	0,62	0,49	0,44	0,49	0,56	0,56
	HTVA	-	-	-	-	1,26	1,23	1,12	1,07	1,13	1,24	1,24
	TTC	-	-	-	-	1,51	1,48	1,35	1,28	1,35	1,48	1,48
SP95 (€/l)	HTT	0,40	0,52	0,64	0,71	0,67	0,62	0,50	0,44	0,49	0,56	0,56
	HTVA	1,01	1,12	1,25	1,31	1,28	1,24	1,13	1,09	1,15	1,25	1,26
	TTC	1,21	1,34	1,50	1,57	1,54	1,48	1,35	1,30	1,38	1,50	1,51
Fioul domestique (€/l)	HTT	0,42	0,54	0,69	0,75	0,72	0,66	0,51	0,44	0,50	0,60	0,62
	HTVA	0,48	0,60	0,74	0,81	0,78	0,72	0,59	0,53	0,62	0,76	0,78
	TTC	0,57	0,71	0,89	0,97	0,93	0,86	0,71	0,64	0,74	0,91	0,93
Gazole non routier (€/l)	HTT	-	-	-	-	-	0,64	0,50	0,42	0,49	0,59	0,58
	HTVA	-	-	-	-	-	0,73	0,61	0,55	0,64	0,78	0,77
	TTC	-	-	-	-	-	0,88	0,73	0,66	0,77	0,93	0,93
Gaz de pétrole liquéfié - carburant (€/l)	HTT	0,51	0,55	0,65	0,68	0,67	0,65	0,58	0,51	0,53	0,57	0,60
	HTVA	0,57	0,61	0,71	0,74	0,73	0,71	0,66	0,59	0,62	0,68	0,71
	TTC	0,68	0,73	0,85	0,88	0,87	0,86	0,79	0,71	0,74	0,82	0,86
Gaz propane liquéfié PCI* (€/MWh)	HTT	89	95	109	117	111	111	105	99	110	116	119
	HTVA	89	95	109	117	111	111	105	99	110	119	124
	TTC	107	114	131	140	133	134	126	119	132	143	149
Gaz butane (bouteille de 13 kg en €)	HTT	23	24	25	27	27	27	27	27	26	27	28
	HTVA	23	24	25	27	27	27	27	27	26	27	29
	TTC	28	28	30	32	33	33	33	32	32	33	35
Fioul lourd à très basse teneur en soufre (TBTS) (€/t)	HTT	298	393	505	582	533	496	327	276	358	421	432
	HTVA	317	411	523	601	552	517	372	345	453	560	572

* PCI : pouvoir calorifique inférieur.

Note : le prix hors toutes taxes (HTT) comprend le coût de la matière première et les coûts de raffinage, de stockage et de transport-distribution.

Le prix hors taxe sur la valeur ajoutée (HTVA) est obtenu par addition du taux normal de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), majorations régionales incluses, au prix hors toutes taxes (HTT).

Champ : France métropolitaine hors Corse.

Sources : DGEC (fiouls domestique et lourd) ; Insee (butane) ; SDES (propane)

1.3 Des prix du gaz en baisse, sauf dans le résidentiel

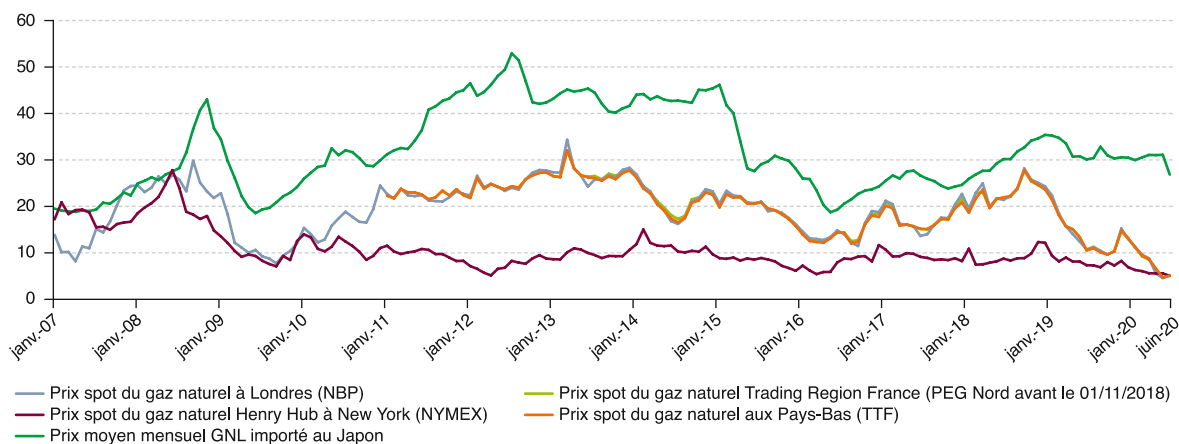
1.3.1. PRIX DE GROS DU GAZ NATUREL

Le gaz naturel s'échange de gré à gré, en général via des contrats de long terme pouvant s'étendre sur plusieurs dizaines d'années, ou bien sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Moins dense et moins aisément transportable que le pétrole, le gaz naturel nécessite des infrastructures plus coûteuses pour être acheminé des zones de production à celles de consommation. Il s'échange ainsi à des prix reflétant des équilibres régionaux entre offre et demande, qui peuvent fortement diverger d'une zone à l'autre. Au début de la décennie, les écarts de prix entre les principales zones de marché se sont d'ailleurs fortement creusés (figure 1.3.1.1). En effet, l'afflux du gaz de schiste aux États-Unis a tiré les prix à des niveaux particulièrement bas sur les marchés nord-américains, tandis qu'à l'inverse ceux-ci se sont envolés en Asie à la suite de la catastrophe de Fukushima. Les prix du gaz sur les marchés européens se sont maintenus à un niveau intermédiaire durant cette période. La croissance du commerce international de gaz naturel liquéfié (GNL) contribue toutefois à la fluidification des échanges et à la réduction des écarts de prix observés entre les différentes zones de marché.

Le prix du gaz naturel sur le marché des Pays-Bas (*Title Transfer Facility*, TTF) est l'un des principaux prix de référence

pour le marché continental européen. Il s'élève en moyenne à 13,6 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur, PCS) en 2019, en forte baisse par rapport à l'année précédente (- 42 %), où il s'établissait à 22,9 €/MWh. Le prix sur le marché spot de Londres (*National Balancing Point*, NBP), qui garde une place importante aux côtés du TTF pour les échanges de gaz, connaît une évolution similaire, passant de 23,3 €/MWh à 13,6 €/MWh. Après avoir atteint un point bas en cours d'année 2016, le prix du gaz naturel est remonté en 2017 et au cours des trois premiers trimestres 2018, tiré par les tensions sur le marché de l'électricité et la hausse des cours du charbon, avant de baisser fortement et de manière quasi continue depuis. La conjonction d'une offre plus abondante que prévue, notamment de gaz de schiste aux États-Unis, de la mise en route de nouvelles capacités de production de gaz naturel liquéfié, et d'une demande mondiale en croissance moins forte explique cette chute. À la fin de l'été 2019, le cours du gaz NBP est ainsi passé sous la barre des 10 €/MWh. Bien qu'en légère reprise en fin d'année 2019, le prix du gaz s'est effondré à nouveau au premier semestre 2020, en raison de la pandémie de coronavirus et des confinements de la population mis en place un peu partout dans le monde. En juin 2020, le cours du gaz NBP s'établit à 5 €/MWh en moyenne, niveau historiquement bas.

Figure 1.3.1.1 : prix spot du gaz naturel à New York, à Londres, aux Pays-Bas, en France et prix GNL importé au Japon
Prix moyen mensuel en €/MWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Sources : National Balancing Point à un mois ; U.S. Energy Information Administration ; ministère japonais des Finances ; GRTgaz

partie 1 : les prix de l'énergie

En France, les échanges se matérialisaient jusqu'en novembre 2018 au niveau de deux points d'échanges de gaz (PEG), rattachés aux deux zones d'équilibrage du réseau de transport (PEG Nord et *Trading Region South* (TRS)). Depuis, les deux zones ont fusionné en un PEG, commun aux deux gestionnaires de transports GRTgaz et Teréga. La bourse du gaz pour le marché français est gérée par *Powernext*. En 2019, le prix spot du gaz naturel s'y élève en moyenne à 13,6 €/MWh, évoluant de façon similaire à celui du marché londonien. Les prix à terme, légèrement plus élevés pour les produits à un an, ont suivi des tendances similaires.

Les importations françaises reposent encore, à plus de 80 %, sur des contrats de long terme négociés de gré à gré, principalement avec la Norvège, la Russie et l'Algérie. Bien que les contrats de long terme restent encore très dépendants des cours du pétrole, sur lesquels ils étaient historiquement indexés, les évolutions des prix de marché occupent, depuis la fin des années 2000, une importance de plus en plus grande dans le calcul de leurs tarifs. Après une hausse en 2017 et 2018, les prix auxquels la France a acheté du gaz naturel ont chuté de manière importante en 2019 (- 20 % sur un an), pour atteindre 17 €/MWh en moyenne, dans le sillage des prix de marché du *Brent* et du gaz. La France réexporte par ailleurs du gaz naturel à des prix similaires (*figure 1.3.1.2*).

Figure 1.3.1.2 : prix moyen à l'importation et à l'exportation du gaz naturel

En €/MWh PCS*

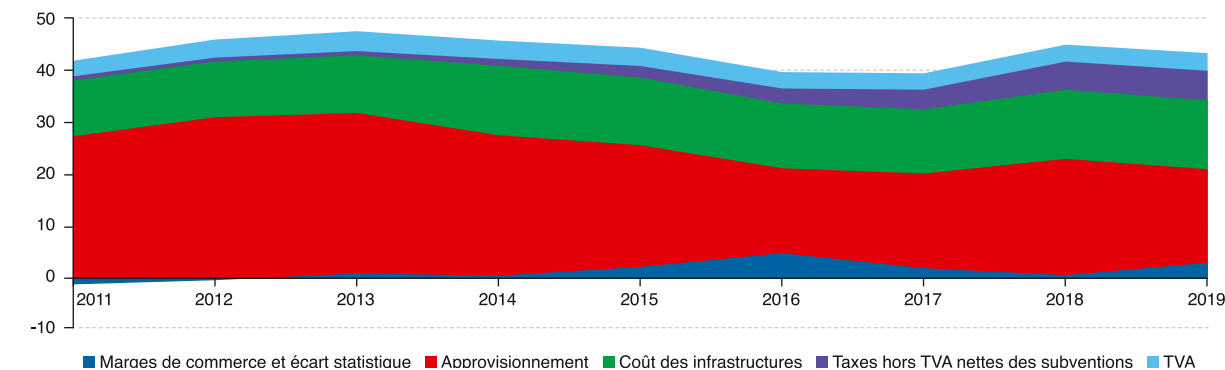
	2015	2016	2017	2018	2019
Importations	22,7	15,8	17,5	21,4	17,1
Exportations	22,4	15,7	17,4	20,6	17,1

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, TIGF, les fournisseurs de gaz, DGDDI

Figure 1.3.2.1 : décomposition du prix moyen du gaz naturel

En €/MWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Note : la TVA est incluse pour le résidentiel uniquement, car elle est déductible pour les entreprises.

Source : calculs SDES

Outre le gaz naturel importé, du biométhane est injecté dans le réseau, à des quantités encore faibles mais en forte croissance. Les producteurs de biométhane bénéficient de tarifs d'achat régulés, qui dépendent des caractéristiques de leurs installations et dont la logique est de couvrir leurs coûts. Le tarif d'achat moyen s'élève à 103 €/MWh en 2019 (*figure 1.3.1.3*).

Figure 1.3.1.3 : tarif d'achat moyen du biométhane injecté dans le réseau

En €/MWh PCS*

	2015	2016	2017	2018	2019
Tarif d'achat	108,2	101,7	99,5	102,2	103,3

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : CRE

1.3.2 PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

En 2019, le gaz a été payé en moyenne 39,3 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur) hors TVA, tous consommateurs et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA pour le résidentiel uniquement, ce prix moyen tous secteurs confondus atteint 42,7 €/MWh, en baisse de 3,7 % par rapport à 2018. Au plus haut en 2013, ce prix moyen avait décliné ensuite avant de fortement rebondir en 2018. Ces évolutions peuvent être analysées en décomposant le prix en la somme de quatre termes : la composante « approvisionnement » (coût de la molécule de gaz), la composante « infrastructure » (coût de l'accès aux terminaux méthaniens, du transport, du stockage et de la distribution) - (*cf. 3.2*), les taxes nettes des subventions et les marges de commerce (incluant un écart statistique) - (*figure 1.3.2.1*).

partie 1 : les prix de l'énergie

Le coût d'approvisionnement, essentiellement lié au prix des importations, baisse fortement en 2019, à 17,5 €/MWh, contre 21,8 €/MWh en 2018. Cette diminution est toutefois compensée en grande partie par le rebond des marges (3,1 €/MWh en 2019, contre 0,7 €/MWh en 2018), ce qui s'explique probablement par des délais dans la répercussion du coût d'approvisionnement dans les prix de détail. Par ailleurs, il convient de considérer avec précaution cette estimation des marges de commerce, dans la mesure où elle inclut par construction un écart statistique. En effet, les marges sont calculées en retranchant les autres postes de coûts identifiables à la valeur monétaire de la consommation. Or, ces grandeurs sont estimées de manière indépendante et avec une certaine incertitude statistique, rendant fragile l'estimation de leur solde.

Le coût relatif à l'utilisation des infrastructures, lié en grande partie aux décisions tarifaires de la Commission de régulation de l'énergie, reste stable en 2019, à 13,2 €/MWh, après avoir augmenté de 8 % en 2018. Ce coût est imputable en 2019 à hauteur de 54 % à la distribution, 28 % au transport, 11 % au stockage et 7 % aux terminaux méthaniens.

Les taxes hors TVA représentent en moyenne 5,8 €/MWh en 2019, dont 5,0 €/MWh pour la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et 0,8 €/MWh pour la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). La TICGN a fortement augmenté entre 2014 et 2018 ; elle ne représentait jusqu'en 2013 que 0,5 €/MWh en moyenne. Cette hausse sur la période s'explique, d'une part, par la suppression de l'exonération dont bénéficiaient les ménages et, d'autre part, par la montée en charge de la composante carbone désormais intégrée aux accises énergétiques. La TICGN est en revanche restée stable en 2019 et en 2020.

Les subventions s'élèvent à 0,2 €/MWh en 2019 et sont exclusivement liées aux subventions au biométhane. En effet, le tarif spécial de solidarité gaz dont bénéficiaient des ménages en situation de précarité a été remplacé début 2018 par le chèque énergie, qui n'est pas uniquement ciblé sur le gaz, pouvant être utilisé pour tout type de facture d'énergie du logement ou pour des travaux de rénovation énergétique.

Les prix du gaz sont hétérogènes entre catégories de clients. En général, ils décroissent avec le volume de gaz livré, en raison notamment d'effets d'échelle dans la commercialisation et la gestion du réseau ainsi que d'une fiscalité favorable aux gros consommateurs (*figure 1.3.2.2*). En 2019, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 66,9 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 40,8 €/MWh dans le tertiaire, 24,4 €/MWh dans l'industrie et 21,3 €/MWh dans la branche énergie. Le prix moyen dans l'industrie masque lui-même une forte hétérogénéité. Les branches industrielles qui ont peu recours au gaz payent des prix proches de ceux du tertiaire, tandis que les plus gros consommateurs bénéficient de prix sensiblement inférieurs.

Le prix du gaz connaît des évolutions contrastées entre secteurs en 2019. Il augmente pour les ménages (+ 7,1 %). Cette hausse semble toutefois en grande partie liée à un décalage temporel entre les consommations et les facturations. En effet, une partie de la forte hausse des tarifs de la fin de l'année 2018 n'a été facturée aux consommateurs qu'au début de l'année 2019. Le prix du gaz diminue en revanche en 2019 pour les entreprises, notamment pour les gros consommateurs. Les prix finaux sont en effet généralement d'autant plus sensibles aux prix de gros que les clients consomment des volumes élevés. Le prix du gaz baisse ainsi en moyenne de 3,3 % dans le tertiaire et de 11,9 % dans l'industrie.

Figure 1.3.2.2 : prix moyens du gaz naturel par secteur

En €/MWh PCS*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Branche énergie	26,7	27,0	30,5	26,2	23,6	19,0	18,9	27,1	21,3
Production d'électricité ou chaleur	26,4	26,9	30,3	26,2	23,5	18,9	18,8	27,4	21,7
Branche énergie hors transformation	29,8	28,3	31,9	26,4	24,1	19,8	19,7	24,1	15,8
Consommation finale à usage énergétique HTVA	39,8	44,3	46,0	44,5	43,7	40,5	40,5	44,7	45,1
Agriculture-pêche	39,2	42,8	43,8	44,4	42,1	37,5	36,0	36,9	36,4
Industrie	27,8	30,4	32,0	30,4	29,6	25,8	25,6	27,7	24,4
Tertiaire et transports	39,0	42,8	44,0	42,7	40,3	38,0	37,3	42,2	40,8
Résidentiel HTVA	49,4	54,6	56,9	59,3	58,9	54,8	55,7	62,6	66,9
Résidentiel TTC	58,1	64,1	67,1	69,9	69,3	64,2	65,4	72,8	78,0
Consommation finale à usage non énergétique	27,4	27,2	31,1	25,9	23,0	19,8	19,4	24,1	15,8
Tous secteurs hors TVA	36,5	40,6	43,0	41,5	40,2	35,9	35,7	41,0	39,3
Tous secteurs avec TVA**	39,4	44,0	46,8	45,1	43,7	39,0	38,8	44,3	42,7

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

** La TVA est incluse pour le résidentiel uniquement, car elle est déductible par les entreprises.

Source : calculs SDES

1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation sont en hausse malgré une baisse des cours

1.4.1 PRIX DE GROS DU CHARBON

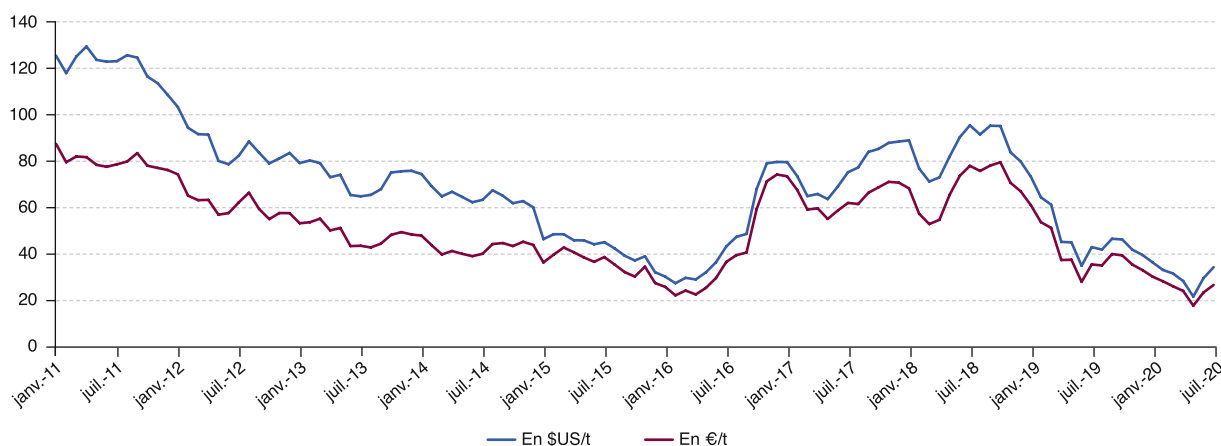
Comme les autres produits énergétiques, le charbon fait l'objet d'échanges internationaux, soit de gré à gré, soit sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Deux marchés doivent être distingués : celui du charbon-vapeur et celui du charbon à coke. Le premier, aux exigences de qualité moindre que le second, s'échange en général à des prix inférieurs.

Le prix du charbon-vapeur a connu une baisse quasi continue entre avril 2011 et février 2016, passant de 128 \$/t à 44 \$/t sur le marché spot européen (figure 1.4.1.1). Cette chute est notamment liée au développement de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis et à son utilisation pour la production électrique, au détriment du charbon, ainsi qu'au repli de la demande de charbon en Chine. Ce repli peut lui-

même s'expliquer par le ralentissement de la croissance économique de la Chine et sa diversification énergétique progressive. La tendance s'est toutefois inversée à partir du printemps 2016, le prix du charbon-vapeur dépassant le seuil de 100 \$/t au milieu de l'année 2018. Ce rebond semble avoir été déclenché principalement par la diminution de la production chinoise à la suite de la réduction, décidée par le gouvernement en avril 2016, du nombre de jours d'activité dans les mines (de 330 jours à 276 jours par an), afin de diminuer les surcapacités et limiter la pollution locale. Néanmoins, la chute drastique et quasi continue des cours du gaz depuis le dernier trimestre 2018 (cf. 1.3) a poussé le prix du charbon fortement à la baisse, le gaz et le charbon étant en concurrence pour la production d'électricité dans la plupart des pays émergents. Ainsi, en mai 2020, le cours du charbon-vapeur est tombé sous la barre des 40 \$ la tonne.

Figure 1.4.1.1 : prix spot du charbon-vapeur sur le marché Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA)

En dollars et en euros courants



Note : le prix du charbon-vapeur est un prix coût, assurance et fret inclus (CAF).
Source : ICE (Intercontinental Exchange)

partie 1 : les prix de l'énergie

Le charbon est principalement importé sous forme primaire en France et son prix moyen s'est élevé à 150 €/t en 2019 (figure 1.4.1.2). Il augmente de 10 % sur un an, tiré probablement par un double effet de structure des importations : les centrales électriques de métropole, consommant principalement du charbon-vapeur, ont en effet été très peu utilisées en 2019. Ainsi, l'importance relative des DOM dans les importations est en hausse, et les achats de charbon y sont plus chers. En outre, du fait du moindre besoin

de charbon-vapeur, c'est surtout du charbon à coke, de meilleure qualité mais à un prix plus élevé, qui a été importé pour être utilisé par la filière fonte. Des quantités faibles de charbon dérivé, essentiellement du coke, ont été importées à un prix moyen de 302 €/t, également en légère augmentation sur un an (+ 3 %). Les prix à l'exportation du charbon dérivé, qui concernent des quantités beaucoup plus faibles, ont connu en revanche une forte baisse, avec un prix moyen atteignant 137 €/t, soit moins de la moitié du prix moyen de 2018.

Figure 1.4.1.2 : prix moyens du charbon primaire et du charbon dérivé à l'importation et à l'exportation

En €/t

	2015	2016	2017	2018	2019
Importations	93	88	132	136	150
Charbon primaire	88	84	128	128	140
Charbon dérivé	215	201	251	294	302
Exportations	191	160	168	298	137
Charbon dérivé	191	160	168	298	137

Source : DGDDI

1.4.2 PRIX DU CHARBON POUR LES CONSOMMATEURS

La filière fonte (*i.e.* les cokeries, les hauts-fourneaux et les installations en aval de ces derniers dans les sites intégrés) a payé le charbon primaire qu'elle a consommé 155 €/t en moyenne en 2019, en baisse de 4 % sur un an (figure 1.4.2.1). Les producteurs d'électricité et/ou de chaleur, exclusivement consommateurs de charbon-vapeur, ont payé ce dernier 98 €/t en moyenne en 2019. Les prix pour les autres

consommateurs (industrie hors sidérurgie, résidentiel et tertiaire) se sont élevés en moyenne à respectivement 139 €/t (en hausse de 2 % sur un an) et 339 €/t (en hausse de 2 % également). Ces derniers prix intègrent probablement des marges de transport et d'intermédiation, dans la mesure où ces acteurs, consommant moins que les entreprises sidérurgiques intégrées et les producteurs d'électricité, sont moins susceptibles d'importer eux-mêmes le charbon.

Figure 1.4.2.1 : prix moyens à la consommation du charbon primaire et du charbon dérivé par secteur

En €/t

	2015	2016	2017	2018	2019
Consommation filière fonte	143	147	208	200	215
Charbon primaire	104	101	177	162	155
Charbon dérivé	223	244	275	276	329
Énergie (hors filière fonte)	69	69	82	78	98
Charbon primaire	69	69	82	78	98
Consommation finale totale	130	128	151	178	189
Charbon primaire	104	109	125	137	139
Charbon dérivé	218	202	263	333	339

Source : calculs SDES

1.5 Des prix du bois globalement en hausse en 2019

1.5.1 PRIX DES IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS

En 2019, les prix moyens à l'importation et à l'exportation du bois-énergie s'élèvent respectivement à 35 €/MWh et 28 €/MWh (figure 1.5.1.1). L'écart entre les prix à l'importation et à l'exportation, qui se réduisait depuis plusieurs années, se creuse en 2019. En effet, les importations de granulés de bois, plus coûteuses que les autres catégories de bois-énergie, sont en hausse, alors que leurs exportations sont en baisse.

Sur la période 2014-2019, les prix globaux moyens à l'importation diminuent de 5 %, en raison notamment d'un recul des prix du bois en rondins ou en bûches. À l'inverse, les prix à l'exportation ont progressé de 15 % sur la même période, du fait d'un accroissement de ceux des granulés.

Figure 1.5.1.1 : prix moyens du bois-énergie à l'importation et à l'exportation

En €/MWh

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Importations	37	36	33	32	32	35
Exportations	24	27	27	27	29	28

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

1.5.2 PRIX POUR LE RÉSIDENTIEL

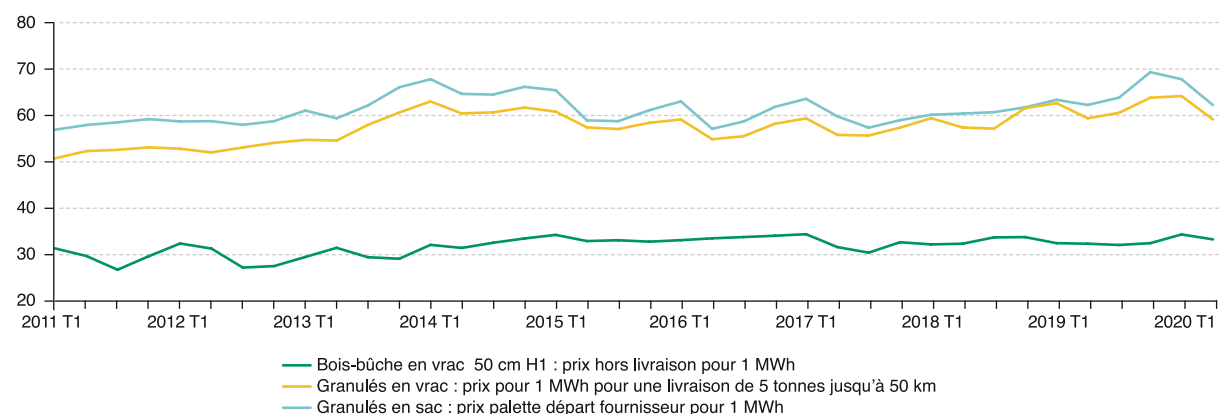
Le prix du bois-énergie payé par les ménages présente une forte hétérogénéité et est difficile à appréhender, pour deux raisons. D'une part, divers types de bois sont consommés sous différentes formes et, d'autre part, le marché formel ne représente qu'une part minoritaire de la consommation, du fait du poids important du marché informel ainsi que de l'autoconsommation.

Les bûches représentent encore l'essentiel des consommations des particuliers en bois de chauffage. Au sein des circuits commerciaux, le prix moyen TTC de la bûche de 50 cm (humidité < 20 % et livraison non comprise), qui est la plus courante, s'élève à 32 €/MWh (figure 1.5.2.1) en 2019, en légère diminution par rapport à 2018. Les granulés de bois se développent, quant à eux, rapidement. D'utilisation plus aisée que les bûches, ils sont aussi plus chers que ces dernières. En 2019, le prix moyen des granulés en vrac (livraison comprise) s'élève ainsi à 62 €/MWh, soit 5 % de plus qu'en 2018, et celui des granulés en sac (prix d'une palette départ fournisseur) à 65 €/MWh, soit 7 % de plus qu'en 2018.

Les prix varient par ailleurs nettement au cours de l'année, notamment celui des granulés, le maximum étant généralement atteint au cours de l'hiver. Au premier trimestre 2020, l'ensemble des prix est en hausse par rapport au même trimestre de l'année précédente : 34 € pour les bûches (+ 2 €), 64 € pour les granulés en vrac (+ 1 €), 68 € pour les granulés en sac (+ 5 €).

Figure 1.5.2.1 : prix TTC du bois-énergie : circuits commerciaux

En €/MWh



Source : calculs SDES, d'après enquête CEEB-Insee-Agreste

partie 1 : les prix de l'énergie

Les hausses successives du taux de TVA (5,5 % à 7 % au 1^{er} janvier 2012 et 7 % à 10 % au 1^{er} janvier 2014) ont contribué à l'augmentation des prix observés en 2012 et 2014. Pour les granulés, l'augmentation de 2011 à 2014 est également liée au fort développement des poêles à granulés. Après une phase de recul des prix, due notamment au développement des ventes de granulés dans les grandes surfaces de bricolage et les jardinerias, les prix des granulés augmentent de nouveau en 2019.

Beaucoup de ménages s'approvisionnent toutefois en bûches sur le marché informel, à des prix pouvant être inférieurs à ceux des circuits commerciaux. Le prix moyen du bois-énergie acheté par les ménages, tous marchés confondus (formel et informel), s'élèverait à 36 €/MWh en 2019, contre 31 €/MWh en 2013. Cette hausse résulte

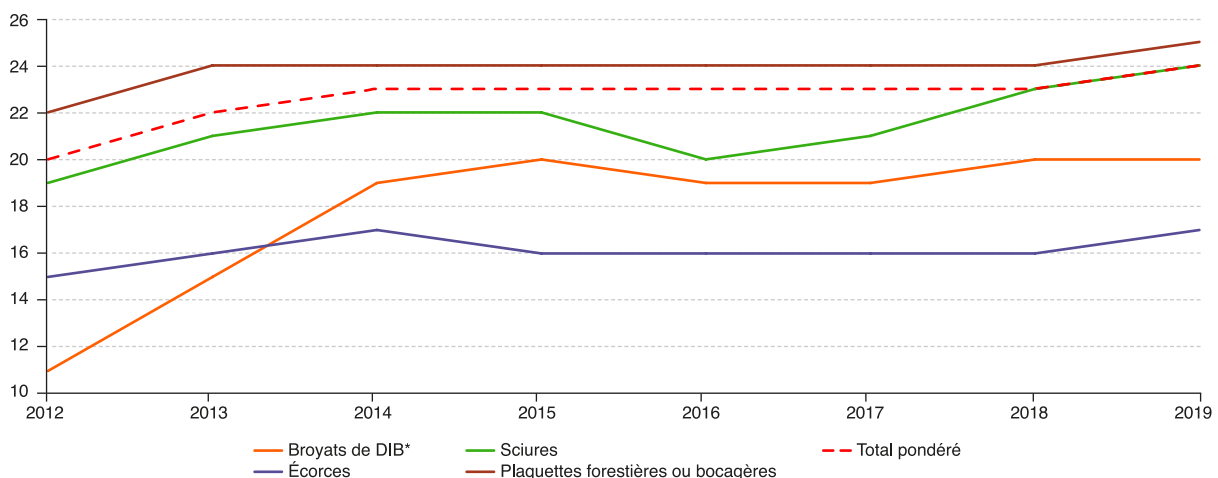
notamment du poids croissant des granulés dans la consommation des ménages en bois-énergie.

1.5.3 PRIX POUR LES PROFESSIONNELS

Le prix moyen des combustibles bois pour les professionnels, livraison comprise, atteint 24 €/MWh en 2019 (figure 1.5.3.1), en légère progression après plusieurs années de stabilité. Ce prix moyen masque toutefois une forte hétérogénéité. En effet, différents types de combustibles bois (produits forestiers, produits connexes de l'industrie du bois, bois de récupération) avec des caractéristiques très différentes sont utilisés dans les chaufferies industrielles et collectives. De façon générale, plus le combustible est calibré et sec, plus son prix est élevé.

Figure 1.5.3.1 : prix HTVA des combustibles bois avec livraison pour les chaufferies professionnelles

En €/MWh



* DIB : déchets industriels banals.

Note : indice pondéré calculé sur la base de la contribution des différents combustibles à la production thermique (projets Fonds Chaleur) : plaquettes 71,5 %, broyats 11,4 %, sciures 11,3 %, écorces 5,8 %.

Source : Ademe, enquête Basic 2000 pour 2012, estimation CODA Stratégies à partir du CEEB pour 2013-2019

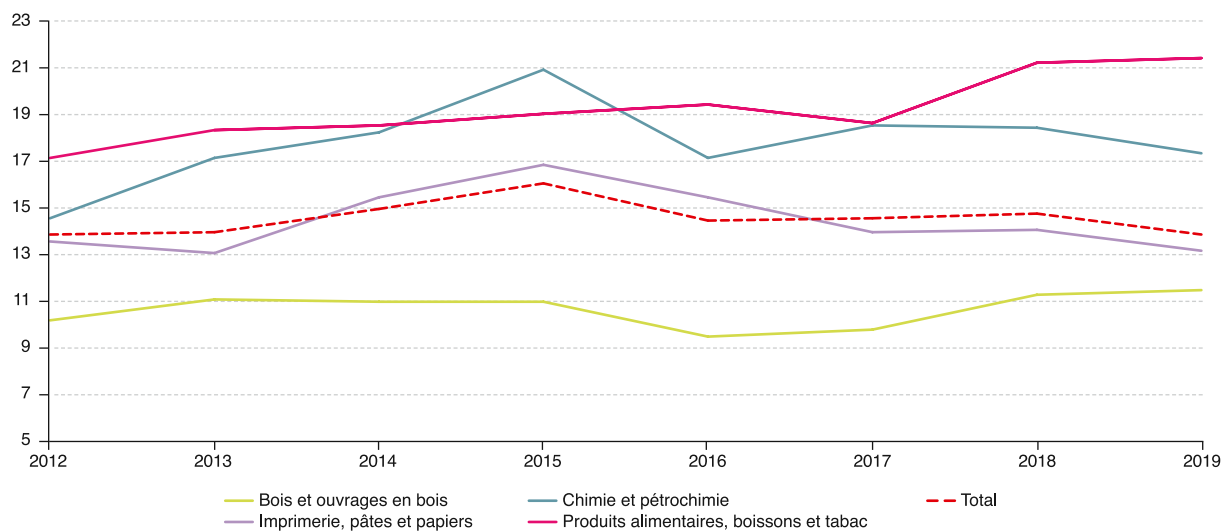
partie 1 : les prix de l'énergie

Les disparités entre secteurs d'activité sont également très fortes, notamment au sein de l'industrie manufacturière. Le prix moyen des achats dans le secteur du bois et ouvrages en bois est ainsi deux fois moindre (11 €/MWh en 2019) que

dans le secteur des produits alimentaires, boissons et tabac (21 €/MWh en 2019) - (figure 1.5.3.2). Le prix moyen dans l'ensemble de l'industrie manufacturière s'élève à 14 €/MWh en 2019.

Figure 1.5.3.2 : prix HTVA des combustibles bois pour les établissements industriels de plus de 20 salariés

En €/MWh



Note : les quatre secteurs représentés sur ce graphique représentent 87 % de la consommation et des dépenses des établissements industriels en bois-énergie en 2019.
Source : calculs SDES, d'après Insee-EACEI

1.6 Les prix des biocarburants importés diminuent en 2019

En 2019, les prix à l'importation et à l'exportation du biodiesel s'élèvent respectivement à 859 €/tep et 940 €/tep, et ceux du bioéthanol respectivement à 981 €/tep et 1 001 €/tep (figure 1.6.1). Dans un contexte de stabilité des prix de marché des carburants (cf. 1.2), les prix à l'importation des deux produits décroissent par rapport à 2018, tandis que ceux à l'exportation augmentent légèrement. Tous ces prix restent inférieurs aux niveaux atteints au début de la décennie.

Comme les prix des biocarburants sont supérieurs à ceux des produits pétroliers auxquels ils sont mélangés (le gazole pour le biodiesel et les supercarburants pour le bioéthanol), leur incorporation, qui vise à diminuer les émissions de CO₂ du transport routier, engendre un coût pour la collectivité, dont le partage entre les consommateurs

et l'État dépend de la fiscalité mise en place. On peut estimer le coût de la tonne de CO₂ évitée par leur incorporation en considérant que le gain en termes d'émissions est compris entre 50 % (seuil de durabilité fixé par la législation européenne) et 100 % de celles des produits pétroliers correspondants. En 2019, ce coût s'élèverait ainsi entre 75 €/tCO₂ et 149 €/tCO₂ pour le biodiesel, et entre 114 €/tCO₂ et 227 €/tCO₂ pour le bioéthanol (figure 1.6.2). Ces valeurs ont globalement reculé depuis 2011, particulièrement pour le biodiesel, les prix des biocarburants ayant davantage baissé que ceux des produits pétroliers correspondants. Les coûts estimés ici ne prennent pas en compte les émissions indirectes liées au changement d'affectation des sols et seraient supérieurs si c'était le cas.

Figure 1.6.1 : prix moyens des biocarburants à l'importation et à l'exportation

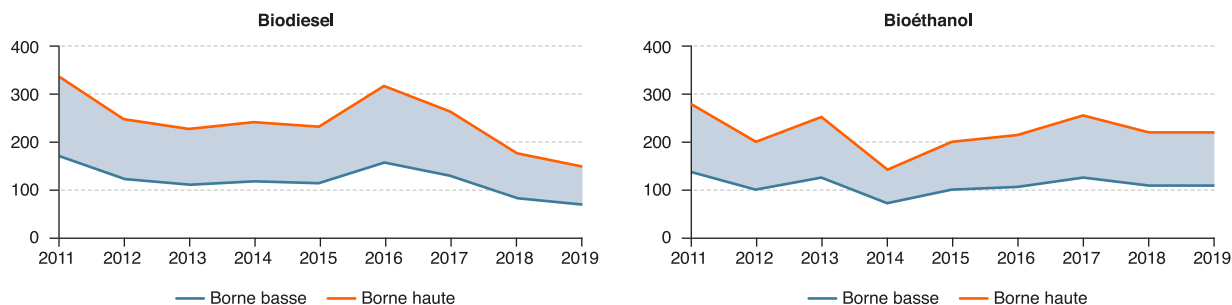
En euros par tep

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Importations	1 235	1 109	945	822	844	860	934	866
Bioéthanol	1 401	1 238	1 216	1 015	872	943	1 004	981
Biodiesel	1 194	1 096	925	798	842	855	929	859
Exportations	1 340	1 188	1 124	1 021	872	997	943	946
Bioéthanol	1 358	1 200	1 151	1 076	793	905	966	1 001
Biodiesel	1 165	1 110	1 012	891	963	1 037	936	940

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

Figure 1.6.2 : coût de la tonne de CO₂ évitée par l'incorporation des biocarburants

En euros par tonne de CO₂ évitée



Source : calculs SDES, d'après CPDP, DGDDI

1.7 Hausse des prix de l'électricité à la consommation pour tous les secteurs

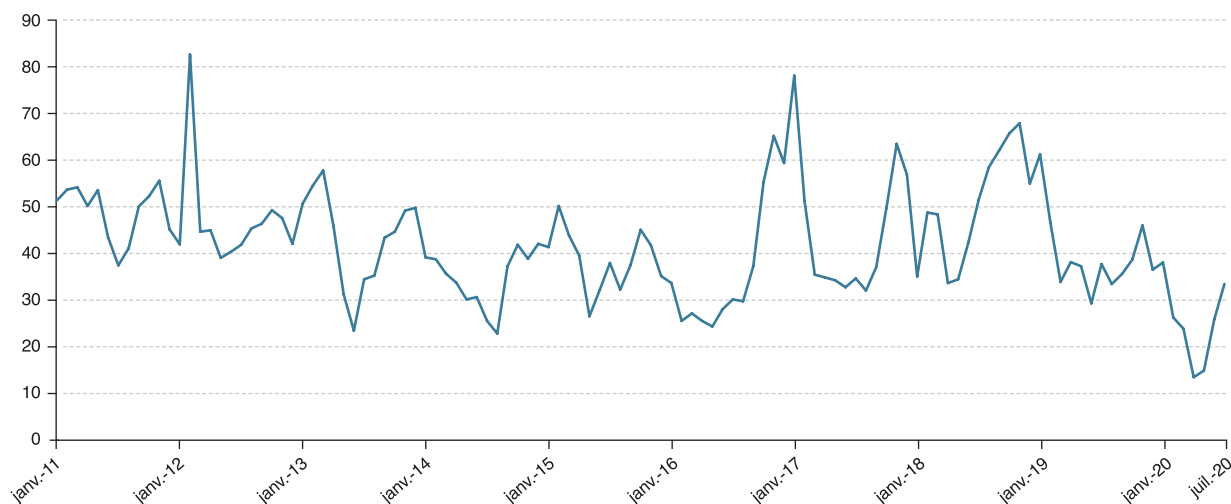
1.7.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité peut s'échanger de gré à gré ou sur des bourses. *European Power Exchange (EpeX) Spot* est la bourse du marché spot français. Les produits à terme peuvent, quant à eux, s'échanger sur la bourse *European Energy Exchange (EEX) Power Derivatives*. Le prix spot de l'électricité livrable en France (figure 1.7.1.1), qui est sensible aux variations conjoncturelles de la demande et présente un caractère saisonnier, s'établit à 40 €/MWh en moyenne en 2019. Il diminue ainsi de 21,3 % par rapport à l'année précédente, après deux années de hausse consécutives, liées à la baisse de la production nucléaire en 2017 puis à la hausse des prix

du gaz et du quota de CO₂ en 2018. Les arrêts plus importants qu'a connus la filière en deuxième moitié de l'année 2019 ont été compensés par une production hydraulique plus importante, permettant de maintenir les cours à un niveau bas. Le début d'année 2020 a vu les cours s'effondrer dans le contexte de la crise sanitaire qu'a connue la France. En avril 2020, le prix spot atteignait ainsi 13,5 €/MWh, un prix historiquement bas. Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, ont, à la différence des prix spot, légèrement augmenté entre 2018 et 2019. Le prix à terme pour l'année suivante (« Y+1 ») de l'électricité en base est ainsi passé de 49 €/MWh en 2018 à 51 €/MWh en 2019 en moyenne.

Figure 1.7.1.1 : prix *Baseload* moyen mensuel sur le marché *European Power Exchange (EpeX) Spot France*

En €/MWh



Source : EpeX Spot

partie 1 : les prix de l'énergie

La France exporte l'électricité à un prix en moyenne moins élevé que celui auquel elle l'importe. En 2019, ceux-ci s'élevaient respectivement à 38 €/MWh et 47 €/MWh (figure 1.7.1.2). Outre le fait que le prix à l'importation peut comprendre un coût d'interconnexion (correspondant à une rémunération des gestionnaires de transport de part et d'autre

de la frontière), cela s'explique par le fait que la France, où le chauffage électrique est particulièrement développé, a tendance à importer en hiver durant les périodes de forte consommation (matinée et début de soirée), lorsque l'électricité est la plus chère, et à exporter la nuit et en été, lorsqu'elle est meilleur marché.

Figure 1.7.1.2 : prix moyens de l'électricité à l'importation et à l'exportation

En €/MWh

	2015	2016	2017	2018	2019
Exportations	38	32	41	48	38
Importations	45	46	57	59	47

Source : DGDDI

En dehors des marchés de gros et des transactions de gré à gré, certaines productions d'électricité sont vendues à des prix régulés à des fournisseurs ou des intermédiaires. D'une part, certaines filières, que l'État souhaite développer, bénéficient d'obligations d'achat leur garantissant un tarif défini sur une période de 10 à 20 ans ou de compléments de rémunération. Ces soutiens, établis dans une logique de couverture de coûts, sont très hétérogènes entre filières (figure 1.7.1.3). La filière photovoltaïque bénéficie de la rémunération moyenne la

plus élevée en 2019, à 292 €/MWh¹. Celle-ci est tirée par les installations raccordées au démarrage de la filière et baisse à un rythme rapide. En effet, en raison de la forte diminution des coûts, les soutiens accordés aux nouvelles installations sont beaucoup moins élevés. À l'opposé, les rémunérations les plus basses concernent la filière d'incinération des déchets ménagers, suivie par la petite hydraulique (les grandes installations hydrauliques ne bénéficiant pas d'obligations d'achat) et l'éolien.

Figure 1.7.1.3 : rémunérations moyennes des installations en activité bénéficiant d'obligations d'achat ou de compléments de rémunération

En €/MWh

	2015	2016	2017	2018	2019
Photovoltaïque	392	358	340	304	292
Éolien	92	91	90	90	90
Hydraulique	77	77	80	78	83
Biogaz	121	139	148	154	163
Incinération	58	57	57	58	60
Biomasse	137	139	139	139	145
Toutes installations	157	153	152	147	146

Note : la rémunération est égale au tarif d'achat pour les installations sous obligation d'achat, et à la somme du prix de gros moyen de l'électricité produite et du complément de rémunération pour les installations bénéficiant de ce dernier. Elle est calculée sur l'ensemble du territoire français pour les filières photovoltaïque, éolienne et hydraulique, et sur la France continentale pour les autres filières.

Source : calculs SDES

D'autre part, dans le but de permettre une concurrence équitable entre fournisseur historique et fournisseurs alternatifs, ces derniers bénéficient depuis juillet 2011 de la possibilité d'acquiescer une partie de la production nucléaire

d'EDF à un prix régulé, dans le cadre du mécanisme de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (Arenh). Ce prix, fixé à l'origine à 40 €/MWh, est passé à 42 €/MWh en janvier 2012, puis est resté inchangé depuis cette date.

¹ Voir pour plus de détails le rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité en ligne sur le site internet du ministère de la Transition écologique : www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSP%20n%C2%B02.pdf

1.7.2 PRIX À LA CONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2019, l'électricité est payée en moyenne 115 €/MWh hors TVA, tous consommateurs (à l'exception de la branche électricité) et tous type d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), ce prix moyen s'élève à 125 €/MWh, en hausse de 5,1 % par rapport à 2018.

Le prix comprend une composante « fourniture », une composante « acheminement » et les taxes (figure 1.7.2.1).

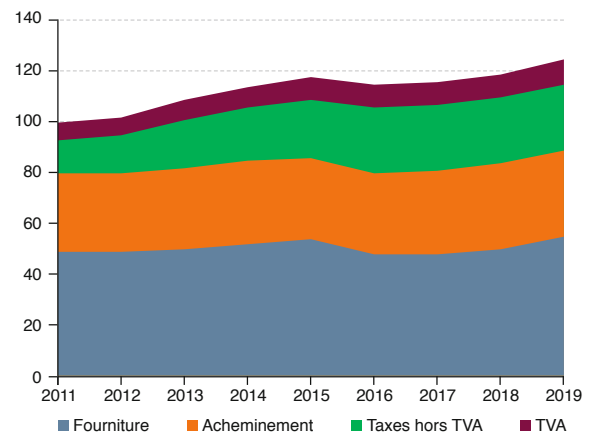
La composante « fourniture » correspond aux coûts de l'activité de fourniture, soit la somme des coûts d'approvisionnement en électricité et en garanties de capacité, de ceux de commercialisation et de la rémunération du fournisseur (marge). Elle s'élève en moyenne en 2019 à 55 €/MWh, en hausse sensible par rapport à 2018 (50 €/MWh). Cette augmentation s'explique en grande partie par la forte hausse des prix à terme pour une livraison en 2019 au cours de l'année 2018.

La composante « acheminement » correspond au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe). Ce tarif s'applique à tous les utilisateurs raccordés aux réseaux de transport et de distribution en haute et basse tension, quel que soit leur fournisseur d'énergie. Il vise, pour partie, à couvrir les coûts de développement, d'exploitation et d'adaptation à la transition énergétique des réseaux de transport et de distribution. Le barème du Turpe est réglementé et fixé par la Commission de régulation de l'énergie. Le Turpe s'élève à 34 €/MWh en moyenne en 2019. Il augmente de 1,1 % par rapport à 2018, rythme proche de celui observé depuis le début de la décennie.

Les taxes comprennent, outre la TVA, la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), qui est fusionnée depuis 2016 avec la contribution au service public de l'électricité (CSPE), les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TLCFE) et la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Hors TVA, elles représentent en

moyenne 26 €/MWh en 2019 et évoluent peu depuis 2016, après avoir quasiment doublé entre 2011 et 2016. Cette évolution s'explique essentiellement par celle de la CSPE, dont le taux normal avait augmenté de 3 €/MWh par an de 2012 à 2016. Il reste inchangé depuis, à 22,5 €/MWh, l'augmentation des charges de service public de l'électricité étant financée par la fiscalité sur les énergies fossiles. Compte tenu des exonérations dont bénéficient certaines entreprises électro-intensives, le taux moyen de cette taxe s'établit à 18 €/MWh. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), les taxes s'élèvent, au total, à 36 €/MWh en 2019.

Figure 1.7.2.1 : décomposition du prix moyen de l'électricité
En €/MWh



Note : la branche électricité et l'autoconsommation sont exclues du champ. La composante acheminement inclut le coût des pertes sur les réseaux de transport et de distribution. La TVA n'est comptabilisée que pour le résidentiel, étant déductible pour les entreprises.

Source : calculs SDES

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.7.2.2 : prix moyen de l'électricité par secteur

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Énergie (hors électricité)	72	74	76	77	78	71	69	74	80
Consommation finale TTC*	100	104	110	114	119	116	117	120	126
Agriculture-pêche	90	90	92	105	109	112	114	122	128
Industrie	66	68	71	72	72	66	64	67	71
Transports	54	55	54	54	54	49	47	52	53
Tertiaire	95	97	103	108	112	105	107	108	115
Résidentiel HTVA	114	118	125	133	138	140	141	146	152
Résidentiel TTC	134	138	147	157	162	165	166	171	178
Tous secteurs hors TVA	92	96	101	105	109	106	107	110	115
Tous secteurs avec TVA*	99	103	109	114	118	115	116	119	125

* La TVA est incluse uniquement pour le secteur résidentiel, étant déductible par les entreprises.

Note : la branche électricité et l'autoconsommation sont exclues du champ.

Source : calculs SDES

Les prix de l'électricité sont très hétérogènes entre types de clients. En général, ils décroissent avec le volume d'électricité livré, en raison notamment d'effets d'échelle dans la commercialisation et l'exploitation des réseaux ainsi que d'une fiscalité favorable aux gros consommateurs électro-intensifs (figure 1.7.2.2). Le profil de consommation joue aussi, les clients résidentiels consommant davantage en période de pointe, lorsque les prix de gros sont les plus élevés, pour satisfaire leurs besoins de chauffage. En 2019, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 152 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 128 €/MWh dans l'agriculture, 115 €/MWh dans le tertiaire, 80 €/MWh dans le secteur de l'énergie (hors branche électricité elle-même), 71 €/MWh dans l'industrie et 53 €/MWh dans les transports.

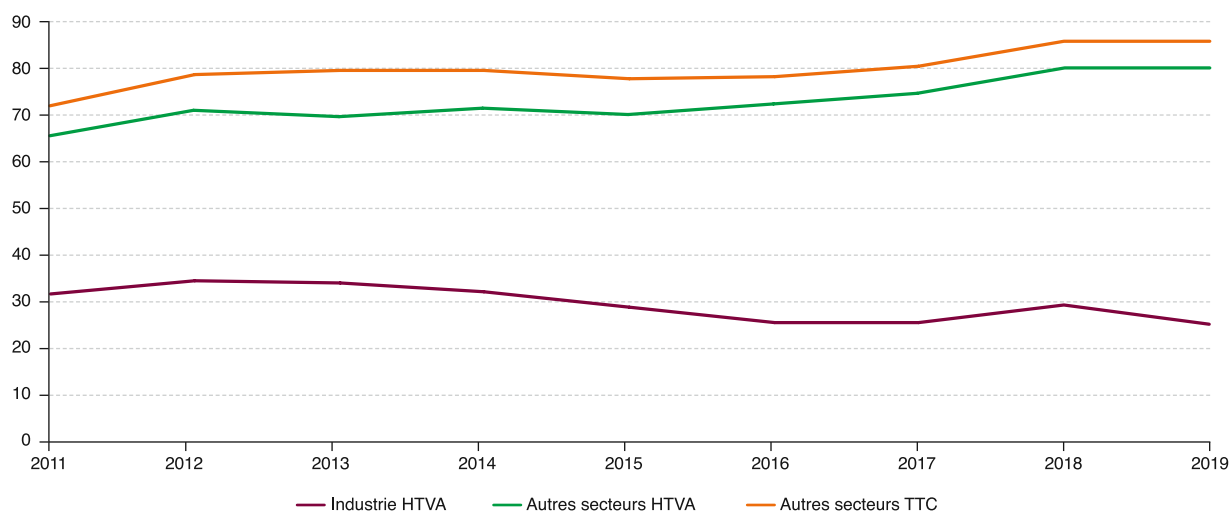
Le prix TTC de l'électricité augmente de 3,8 % dans le secteur résidentiel en 2019 (voir *Datalab essentiel Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2019, juin 2020*). Ce rythme d'augmentation, supérieur à celui des trois années précédentes, se rapproche de ceux observés au début de la décennie. Dans l'industrie, le prix moyen augmente fortement en 2019 (+ 6,9 %) mais reste plus bas qu'en 2014 et 2015. Les prix dans le secteur tertiaire et dans l'agriculture sont également en hausse significative en 2019, de respectivement 6,2 % et 4,9 %. L'augmentation est plus modérée dans les transports (+ 2,6 %).

1.8 Le prix de la chaleur baisse dans l'industrie et se stabilise dans les autres secteurs

Le prix de la chaleur achetée par les consommateurs industriels s'élève à 26,2 €HTVA/MWh en 2019 (figure 1.8.1), en baisse de 12 % par rapport à 2018. Cette chaleur, pouvant être distribuée soit via un réseau soit dans le cadre d'une relation exclusive entre un producteur et un acheteur unique,

est en grande partie issue de centrales de cogénération au gaz. Son prix suit donc la tendance de celui du gaz, mais est logiquement supérieur, en raison du coût de fonctionnement des centrales ainsi que des pertes de transformation et de distribution.

Figure 1.8.1 : évolution du prix de la chaleur commercialisée
En €/MWh



Sources : EARCF ; EACEI ; calculs SDES

Le prix de la chaleur achetée par les autres secteurs hors énergie (résidentiel, tertiaire et, plus marginalement, agriculture), qu'on suppose intégralement distribuée via des réseaux, s'élève, quant à lui, en moyenne à 85,3 €TTC/MWh en 2019 (80,0 €HTVA/MWh). Ce prix est quasiment stable en 2019 alors qu'il avait nettement augmenté les deux années précédentes (+ 7 % en 2018 et + 3 % en 2017). La forte augmentation de 2018 s'expliquait principalement par la forte hausse des prix des combustibles et notamment du gaz naturel, énergie qui représente plus du tiers du bouquet énergétique des réseaux de chaleur. En 2019, les prix des combustibles évoluent plus modérément et celui du gaz est même en baisse. Les hausses du prix de la chaleur en 2017 et 2018 étaient aussi liées à la baisse de la consommation

de chaleur par client, elle-même imputable aux températures hivernales en moyenne plus douces que l'année précédente. En effet, la tarification de la chaleur comporte une part d'abonnement importante destinée à financer les coûts fixes de réseau. En conséquence, toutes choses égales par ailleurs, le prix en €/MWh est d'autant plus élevé que la consommation est faible. Cet effet ne joue pas en 2019 car la douceur des températures y est à peu près analogue à 2018. Par ailleurs, le développement de réseaux de chaleur utilisant une part majoritaire d'énergies renouvelables et de récupération, bénéficiant d'un taux de TVA réduit, se traduit par une baisse du taux de TVA moyen des réseaux. Celui-ci a diminué d'environ trois quarts de point depuis 2016, pour s'établir à 6,7 % en 2019.

partie 2

L'approvisionnement énergétique de la France

— Le taux d'indépendance énergétique diminue de 0,6 point en 2019, à 54,6 %. En effet, la production primaire baisse plus fortement que la consommation primaire, en raison de la moindre production nucléaire et hydraulique. Le déficit des échanges physiques d'énergie augmente légèrement, de 0,3 %, tiré notamment par les achats de gaz naturel et de produits pétroliers. La baisse des prix des combustibles fait néanmoins baisser la facture énergétique de la France de 3,3 %. Toutes énergies confondues, elle s'élève à 44,3 Md€.

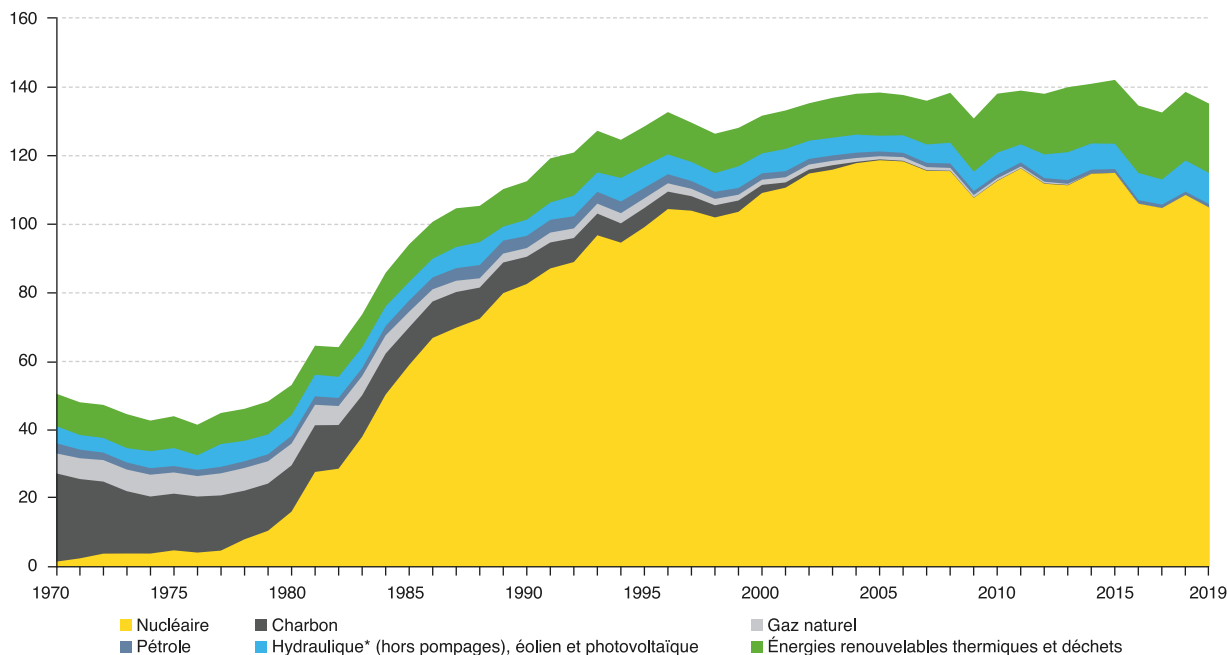


2.1 Baisses de la production et de la consommation primaires d’énergie

La production d’énergie primaire s’élève à 134,0 Mtep en France en 2019, en baisse de 2,5 % par rapport à 2018 (figure 2.1.1). Cette diminution s’explique par le recul de la production nucléaire (- 3,4 %, à 104,0 Mtep), lié à une moindre disponibilité des centrales. La production nucléaire, qui représente encore près de 80 % de la production primaire totale, retombe ainsi à un niveau très proche de celui observé en 2017, qui était le plus bas depuis la fin des années 1990. La production primaire d’énergie renouvelable électrique est quasiment stable par rapport à 2018 (- 0,7 %, à 9,0 Mtep). En effet, la baisse de la production hydraulique (- 13 %, à 4,9 Mtep), imputable à un déficit pluviométrique durant les trois premiers trimestres, a été quasiment compensée par la hausse des productions éolienne (+ 21 %, à 3,0 Mtep) et

photovoltaïque (+ 12 %, à 1,0 Mtep). Cette dernière s’explique par la hausse des capacités installées ainsi que, pour l’éolien, par des conditions de vent très favorables en 2019. La production primaire d’énergies renouvelables thermiques et issues de la valorisation des déchets s’élève à 20,1 Mtep en 2019, en légère hausse par rapport à 2018 (+ 1,2 %). La production de biomasse solide (en majeure partie du bois de chauffage), qui en constitue la principale composante, reste quasiment stable, tandis que les autres filières, notamment les pompes à chaleur, poursuivent leur essor. Enfin, la production primaire d’énergie fossile, autrefois importante, est désormais marginale. Composée essentiellement de pétrole brut extrait des bassins aquitain et parisien, elle s’élève à 1,0 Mtep en 2019.

Figure 2.1.1 : production primaire d’énergie
En Mtep



* Y compris énergies marines.
Source : calculs SDES

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

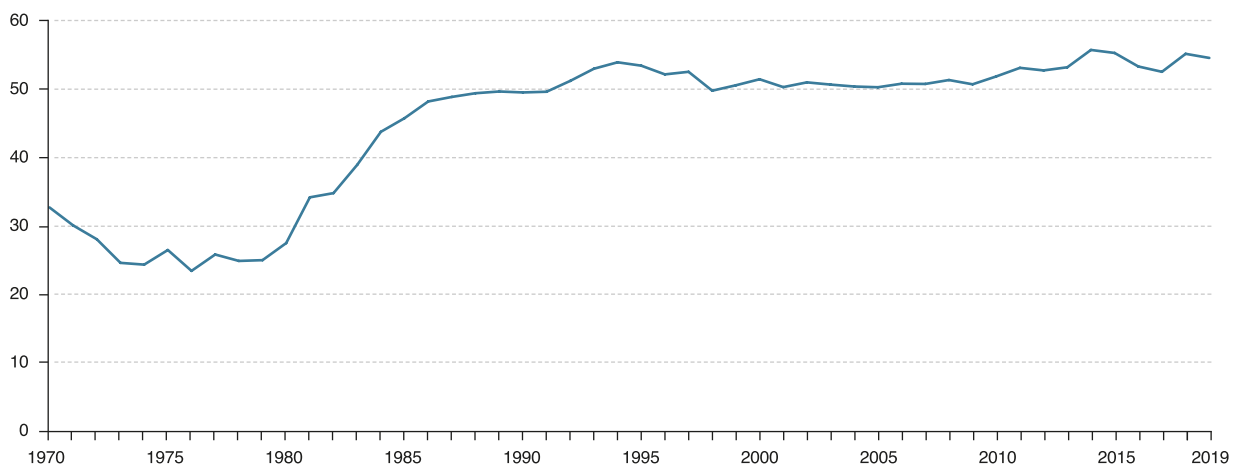
Le déficit des échanges physiques d'énergie s'accroît très légèrement, de 0,3 %, à 120,5 Mtep. En particulier, les entrées nettes de gaz naturel sur le territoire augmentent (+ 1,7 %, à 39,2 Mtep), de même que le solde importateur en produits raffinés (+ 24,8 %, à 28,2 Mtep), qui permet de compenser la moindre production des raffineries françaises. Les achats de pétrole brut diminuent de 8,8 %, s'établissant à 49,6 Mtep, en raison de cette contraction de l'activité de raffinage. L'Arabie saoudite redevient le premier fournisseur de la France en pétrole brut, dépassant le Kazakhstan. Les importations de charbon chutent de 20,9 %, tombant à leur plus bas niveau depuis plusieurs décennies. Les importations nettes de biocarburants, essentiellement du biodiesel, représentent 0,9 Mtep, en forte hausse par rapport à 2018. Le déficit des échanges extérieurs de bois s'accroît également

mais reste modeste (0,2 Mtep) par rapport à sa consommation. Avec le recul des productions nucléaire et hydraulique, le solde exportateur des échanges physiques d'électricité diminue de 8,4 %, pour s'établir à 5,0 Mtep.

Le taux d'indépendance énergétique de la France, rapport entre la production et la consommation nationale d'énergie primaire, s'élève à 54,6 % en 2019 (figure 2.1.2). Il perd 0,6 point par rapport à 2019, en raison de la baisse de la production nucléaire. Dans une perspective de plus long terme, il évolue relativement peu depuis le début des années 1990. Il avait sensiblement crû dans les années 1980 en raison du fort développement du parc électronucléaire, l'énergie nucléaire étant considérée comme produite domestiquement par convention statistique internationale (cf. encadré page suivante).

Figure 2.1.2 : taux d'indépendance énergétique

En %



Source : calculs SDES

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

La facture énergétique de la France s’élève à 44,3 milliards d’euros en 2019 (Md€₂₀₁₉), baissant de 1,5 Md€₂₀₁₉ par rapport à 2018 (figure 2.1.3). Cette diminution trouve essentiellement son origine dans la chute des cours du gaz (sur lesquels sont partiellement indexés les contrats à terme), le prix spot NBP à Londres baissant de 42 % en moyenne entre 2018 et 2019. Malgré l’augmentation du volume physique importé, la facture gazière de la France est ainsi réduite de 2,2 Md€₂₀₁₉, à 8,6 Md€₂₀₁₉. Le charbon contribue également à la baisse de la facture énergétique, à hauteur de 0,3 Md€₂₀₁₉, en raison de la chute de la quantité importée. La facture pétrolière, qui

pèse pour près des trois quarts de la facture énergétique totale, reste à peu près stable, dans un contexte de légère baisse du prix du baril de Brent. Plus précisément, les importations nettes en pétrole brut baissent de 2,5 Md€₂₀₁₉, à 21,9 Md€₂₀₁₉, tandis que celles en produits raffinés et biocarburants progressent de 2,6 Md€₂₀₁₉, à 14,2 Md€₂₀₁₉. Le solde exportateur d’électricité, qui allège la facture globale, baisse de 0,9 Md€₂₀₁₉, pour s’établir à 2,0 Md€₂₀₁₉. En effet, à la baisse du solde des échanges physiques, s’ajoute celle du prix spot de l’électricité, de 21 % en moyenne entre 2018 et 2019.

Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France

En milliards d’euros 2019

	2015	2016	2017	2018	2019
Facture énergétique	40,3	32,0	39,9	45,8	44,3
Charbon	1,3	1,2	2,1	1,9	1,6
Pétrole brut	21,2	16,7	21,6	24,4	21,9
Produits raffinés	9,5	6,7	8,1	11,0	13,4
Gaz naturel	10,5	7,9	8,7	10,8	8,6
Électricité	- 2,4	- 1,1	- 1,3	- 2,9	- 2,0
Biocarburants	0,2	0,6	0,8	0,6	0,8
Bois-énergie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1

Source : calculs SDES, d’après DGDDI, CRE, enquête auprès des raffineurs

Le taux d’indépendance énergétique est sensible aux règles de comptabilité de l’énergie nucléaire

L’énergie primaire correspond à l’énergie tirée directement de la nature, ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature. Elle se distingue de l’énergie secondaire, obtenue à partir d’une énergie primaire ou d’une autre énergie secondaire. Ainsi, par exemple, l’électricité thermique est une énergie secondaire issue d’un combustible naturel comme le charbon ou le gaz naturel, considéré comme énergie primaire. Dans le cas de l’énergie nucléaire, issue de la réaction de fission de l’uranium ou du plutonium, les conventions internationales sur les statistiques de l’énergie considèrent comme énergie primaire la chaleur issue de la réaction et non le combustible nucléaire lui-même. Cela a pour conséquence de comptabiliser comme production primaire (i.e. comme ressource nationale) la quantité de chaleur produite par les centrales nucléaires (qui est estimée à partir de l’électricité effectivement produite par celles-ci et d’un rendement théorique de 33 %), indépendamment du fait que le combustible nucléaire soit importé ou non. Le manuel sur les statistiques de l’énergie coédité par l’Agence internationale de l’énergie et par Eurostat souligne que, si l’origine du combustible nucléaire était prise en considération, « la dépendance de l’approvisionnement à l’égard d’autres pays serait accrue ». Dans le cas de la France, qui a recours intégralement à des combustibles importés (utilisés directement ou après recyclage), le taux d’indépendance énergétique perdrait environ 40 points de pourcentage, pour s’établir autour de 12 % en 2019, si l’on considérait comme énergie primaire le combustible nucléaire plutôt que la chaleur issue de sa réaction.

2.2 La production primaire diminue du fait de la moindre disponibilité des centrales nucléaires

2.2.1 COMBUSTIBLES FOSSILES

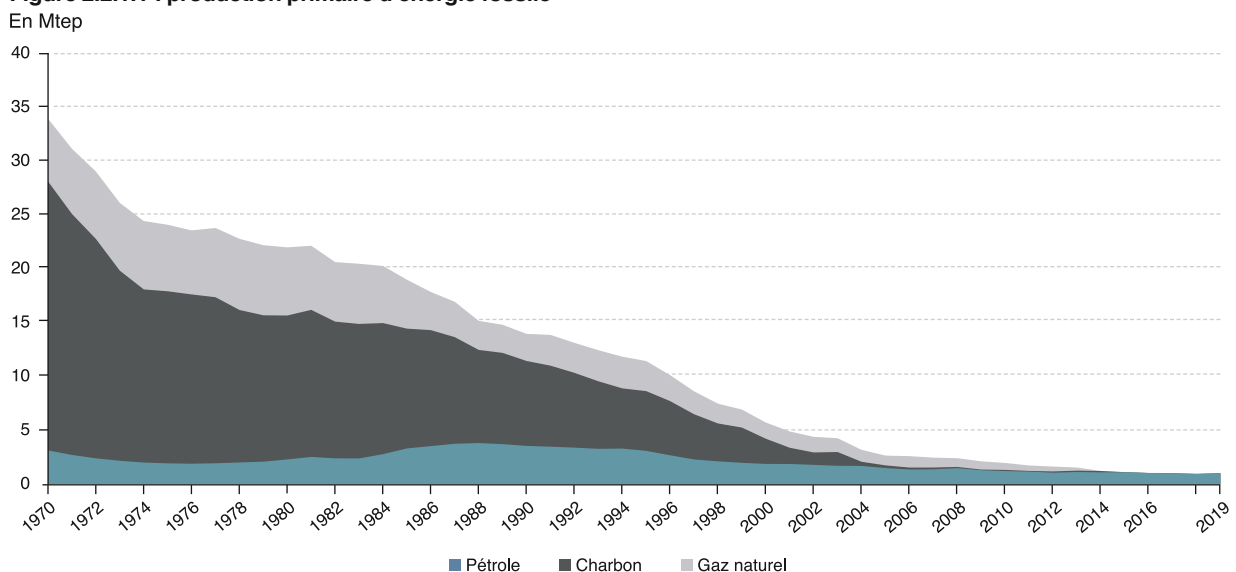
Autrefois importante, la production primaire d’énergie fossile en France est désormais marginale (*figure 2.2.1.1*). Elle s’élève à 1,0 Mtep en 2019, en légère hausse par rapport à 2018 (+ 6,8 %). Elle est composée quasi intégralement de produits à destination des raffineries : pour près des trois quarts, il s’agit de pétrole brut extrait des bassins parisien et aquitain, auquel s’ajoute une production d’additifs oxygénés (non issus de biomasse) destinés à améliorer la qualité des produits raffinés, comme par exemple les carburants. La production de pétrole brut sur le territoire français a été de 723 milliers de tonnes ; elle a été divisée par plus de quatre depuis la fin des années 1980. Cette production ne satisfait désormais qu’un peu moins de 1 % de la consommation nationale. Au 1^{er} janvier 2020, les réserves de pétrole brut (18 Mt) et d’hydrocarbures extraits

du gaz naturel représentent environ 25 ans d’exploitation au rythme actuel.

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. Celles-ci s’élèvent à 185 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) en 2019.

L’approvisionnement de la France en charbon repose désormais exclusivement sur le commerce extérieur et, dans une moindre mesure, sur le recours aux stocks. En effet, la collecte de produits de récupération présents sur les anciens sites d’extraction, qui subsistait depuis la fermeture de la dernière mine de charbon en 2004, s’est arrêtée en 2015. Elle ne représentait guère plus de 1 % de l’approvisionnement global de la France en produits charbonniers les années précédentes.

Figure 2.2.1.1 : production primaire d’énergie fossile



Champ : jusqu’à l’année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES, d’après DGEC, Charbonnages de France, SNET, GRTgaz, TIGF

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.2.1.2 : production primaire et valeur associée d’énergie fossile

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Production toutes énergies fossiles	1,12	556	1,04	414	1,01	474	0,95	491	1,01	555
Production de pétrole	1,10	550	1,02	410	0,99	471	0,94	489	1,00	552
Production de charbon	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Production de gaz naturel (grisou)	0,02	6	0,02	4	0,01	3	0,01	2	0,01	3

Source : calculs SDES

Compte tenu des prix des énergies fossiles, la production primaire totale française représente en 2019 une valeur économique d’un peu plus de 550 millions d’euros (figure 2.2.1.2).

2.2.2 NUCLÉAIRE

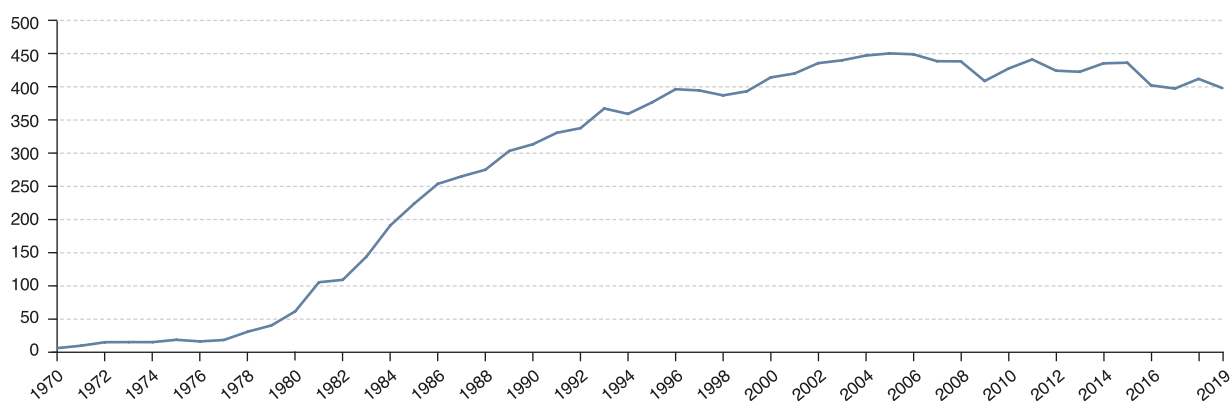
En 2019, la production d’énergie primaire du parc nucléaire français, composé de 58 réacteurs répartis sur 19 sites, s’élève à 104,0 Mtep. Elle correspond à la quantité totale de chaleur dégagée lors de la réaction de fission du combustible nucléaire. Comme il faut en moyenne environ 3 tep de chaleur pour produire une tep d’électricité dans une centrale nucléaire (le solde constituant les pertes calorifiques

liées à cette transformation), la production brute d’électricité des centrales nucléaires françaises s’élève en 2019 à 34,3 TWh, soit 399 TWh (figure 2.2.2.1).

La production nucléaire est ainsi en baisse de 3,4 % sur un an, et revient à un niveau proche de 2017, année où elle avait atteint son plus bas niveau depuis la fin des années 1990. Cette faible production s’explique, à nouveau, par une moindre disponibilité des centrales, du fait notamment de maintenances prolongées et de différents mouvements sociaux. En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 73,9 % de leur capacité théorique, 2,7 points de moins qu’en 2018, et ont été utilisées, lorsqu’elles étaient disponibles, à hauteur de 92,9 % (figure 2.2.2.2).

Figure 2.2.2.1 : production brute d’électricité des centrales nucléaires

En TWh



Source : EDF

Figure 2.2.2.2 : disponibilité et utilisation du parc nucléaire

Coefficients exprimés en %

	2015	2016	2017	2018	2019
Coefficient de disponibilité Kd*	80,7	77,6	77,1	76,6	73,9
Coefficient d'utilisation Ku	93,5	89,2	89,1	92,9	92,9

* Le coefficient Kd est calculé sur la base des indisponibilités dues aux arrêts fortuits, aux arrêts pour entretien ou rechargement et aux prolongations d'arrêt. À la différence de l'indicateur Energy Availability Factor publié par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), il ne tient en revanche pas compte des indisponibilités dues à des causes environnementales, aux mouvements sociaux ou aux attentes d'autorisation des autorités.

Source : EDF

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

2.2.3 ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VALORISATION DES DÉCHETS

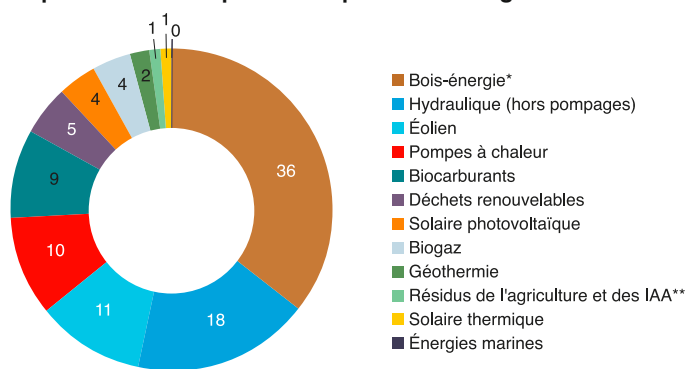
La production primaire d’énergie issue de ressources renouvelables s’établit à 318 TWh en 2019, en faible hausse de 0,5 % par rapport à 2018 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2). La poursuite du développement de la production éolienne et des pompes à chaleur a en effet été compensée par un recul de la production hydraulique lié à des conditions pluviométriques moins favorables qu’en 2018. Le bois-énergie (y compris liqueur noire) demeure la première énergie renouvelable produite en France (36 % de la production

nationale d’énergie renouvelable), devant l’hydraulique (18 %), l’éolien (11 %), les pompes à chaleur (10 %), les biocarburants (9 %), la valorisation des déchets renouvelables (5 %), le solaire photovoltaïque (4 %), le biogaz (4 %), la géothermie (2 %), la valorisation des résidus de l’agriculture et de l’industrie agroalimentaire (1 %), le solaire thermique et les énergies marines (moins de 1 % pour chacune de ces deux filières).

En incluant par ailleurs les 20 TWh d’énergie produite à partir de la valorisation des déchets non renouvelables (cf. infra), la production primaire d’énergie issue de ressources renouvelables ou de déchets s’élève à 338 TWh en 2019.

Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d’énergies renouvelables en 2019 (318 TWh)

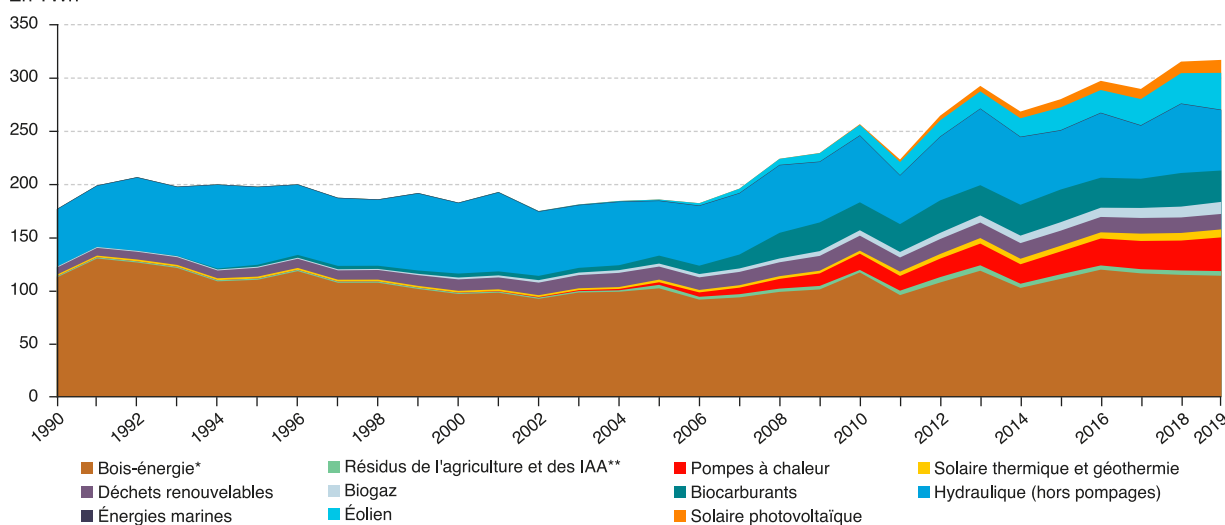
En %



* Y compris liqueur noire.
 ** Industries agroalimentaires.
 Source : calculs SDES

Figure 2.2.3.2 : évolution de la production primaire d’énergies renouvelables

En TWh



* Y compris liqueur noire.
 ** Industries agroalimentaires.
 Champ : jusqu’à l’année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.
 Source : calculs SDES

Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières de production primaire d'électricité (104 TWh en 2019). Elles regroupent ainsi l'hydraulique (hors stations de transfert d'énergie par pompage), l'éolien, le solaire photovoltaïque et les énergies marines.

Hydraulique (hors pompages)

La production hydraulique dépend fortement du débit des cours d'eau et, par conséquent, de la pluviométrie. L'essentiel de la production provient de grandes installations, situées, pour la plupart, le long du Rhin et du Rhône ainsi que dans les zones montagneuses. Après une forte production en 2018, la production hydraulique (hors pompages) recule de 13 % en 2019, à 56,9 TWh, en raison d'une pluviométrie moins favorable qu'en 2018.

Énergies marines

Les énergies marines regroupent les différentes filières de production d'électricité tirant parti de l'énergie mécanique issue des mouvements de l'eau créée par les marées (énergie marémotrice), les vagues (énergie houlomotrice) et les courants marins (énergie hydrolienne). L'usine marémotrice de la Rance, construite dans les années 60, est, à ce jour, la seule unité de production en service commercial exploitant l'énergie issue du milieu marin en France. D'une capacité électrique de 240 MW, sa production (hors pompages) s'élève à 0,5 TWh en 2019.

Éolien

Soutenue par un accroissement important des capacités installées sur le territoire ainsi que par des conditions météorologiques favorables, la production éolienne progresse de 21 % en 2019, pour s'établir à 34,7 TWh. La filière éolienne connaît un développement particulièrement rapide ces dernières années, avec un doublement de la production en cinq ans.

Solaire photovoltaïque

Parmi les différentes filières de production d'électricité, la filière solaire photovoltaïque est l'une de celles dont le développement a été le plus rapide au cours de la décennie : la production, qui était inférieure à 1 TWh en 2010, atteint 12,2 TWh en 2019. Soutenue par la croissance du parc d'installations, la production progresse de 12 % par rapport à 2018.

Les **énergies renouvelables thermiques et les déchets** (234 TWh en 2019) regroupent les filières pour lesquelles l'énergie produite l'est sous forme de chaleur, avant d'être éventuellement convertie sous une autre forme (en électricité ou en force motrice notamment) - (figure 2.2.3.3). On distingue les filières de production d'énergie par combustion de celles de production primaire de chaleur. Les premières regroupent d'une part la biomasse, qu'elle soit solide (bois-énergie, résidus agricoles et agroalimentaires), liquide (biocarburants)

ou gazeuse (biogaz), d'autre part les déchets incinérés (urbains et industriels). Les secondes regroupent la géothermie, le solaire thermique et les pompes à chaleur.

Biomasse solide

En 2019, la production d'énergie primaire issue de biomasse solide s'élève à 119 TWh, soit une quasi-stabilité par rapport à 2018 (- 0,5 %). La consommation de biomasse progresse nettement par rapport à 2005, soutenue par son utilisation croissante dans les installations de cogénération et de production de chaleur. Celle-ci sert en effet à 92 % à la production de chaleur (commercialisée ou non), tandis que les 8 % restants servent à la production d'électricité, essentiellement en cogénération.

La biomasse, constituée pour environ 90 % par le bois-énergie (hors liqueur noire), est consacrée pour près des deux tiers au chauffage des logements des ménages (cf. 4.5). Cette part tend cependant à baisser depuis 2010 après une forte hausse au début des années 2000, en raison d'une diminution régulière de la consommation par ménage, due à des appareils de chauffage au bois de plus en plus performants, ainsi que du net recul des ventes d'appareils de chauffage au bois depuis 2013 (malgré une hausse des ventes, depuis 2013, sur certains segments, tels que les poêles à granulés).

Biogaz

En 2019, la production primaire de biogaz s'élève à 11 TWh, en augmentation par rapport à 2018 (+ 11 %). Cette évolution s'inscrit dans une tendance continue à la hausse, notable depuis une dizaine d'années. Environ 52 % de la production de biogaz (5,9 TWh) est valorisée sous forme d'électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente 0,5 GW en fin d'année 2019, en augmentation de 7 % par rapport à 2018. Le reste de la production de biogaz est principalement dédié à la production de chaleur (38 %, soit 4,3 TWh). L'épuration de biogaz en biométhane, afin d'être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel, constitue en outre un nouveau débouché depuis quelques années. Si ce mode de valorisation ne concerne que 10 % de la production totale de biogaz en 2019, soit 1,1 TWh, il progresse néanmoins fortement (cf. 3.2).

Biocarburants et autres bioliquides

La biomasse liquide, constituée des biocarburants, est utilisée essentiellement pour la force motrice des véhicules (y compris les véhicules de chantiers, agricoles, etc.). En 2019, la production nationale de biocarburants s'élève à 29,6 TWh. La France produit principalement du biodiesel (75 %), mais également du bioéthanol (25 %). Stimulée par une fiscalité encourageant l'incorporation de biocarburants, la production a connu une forte croissance au cours des années 2000, passant de 3,8 TWh à 26,4 TWh au cours de la décennie. Depuis, l'augmentation de la production a quelque peu ralenti, malgré la hausse progressive des objectifs d'incorporations.

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Déchets

La production d’énergie primaire à partir de l’ensemble des déchets augmente de 1 % en 2019, pour s’établir à 35 TWh. Plus de la moitié (54 %) de cette production est valorisée sous forme d’électricité. La partie non biodégradable des déchets n’est pas considérée comme relevant des énergies renouvelables. Par convention internationale, on considère que les déchets renouvelables correspondent à la moitié des déchets urbains, soit 15 TWh en 2019. Les déchets non renouvelables recouvrent l’autre moitié des déchets urbains ainsi que les déchets industriels ; ils s’élèvent à 20 TWh en 2019.

Solaire thermique

La production du parc des installations solaires thermiques est de l’ordre de 2 TWh en 2019, en hausse de 3 % sur un an. Environ 44 % de cette production est réalisée dans les DOM. Le développement de la filière, particulièrement dynamique jusqu’au début de la décennie, a depuis nettement ralenti. Ainsi, les ventes d’équipements en 2019 restent inférieures de moitié environ à celles de la période 2006 à 2012. En métropole, ce sont essentiellement des projets de « grandes surfaces » solaires thermiques qui permettent le développement de la filière ces dernières années.

Géothermie

De manière générale, la géothermie vise à exploiter l’énergie thermique contenue dans le sous-sol. La chaleur géothermique produite à partir de pompes à chaleur (dite de « très basse énergie ») est toutefois comptabilisée à part (*cf. rubrique suivante*).

La géothermie dite de « basse énergie » exploite des aquifères d’une profondeur de plusieurs centaines de mètres,

à des fins de production de chaleur (chauffage et eau chaude sanitaire). Elle est généralement mobilisée comme source de production par les réseaux de chaleur, en raison du montant élevé des investissements nécessaires. Ces réseaux, dont la plupart sont situés en Île-de-France, alimentent principalement des bâtiments à usage résidentiel ou tertiaire. La géothermie de « basse énergie » est également exploitée par quelques installations isolées, telles des piscines, des serres ou encore des bassins de pisciculture. La production de cette filière s’élève à 3,7 TWh en 2019, augmentant de 7 % en un an.

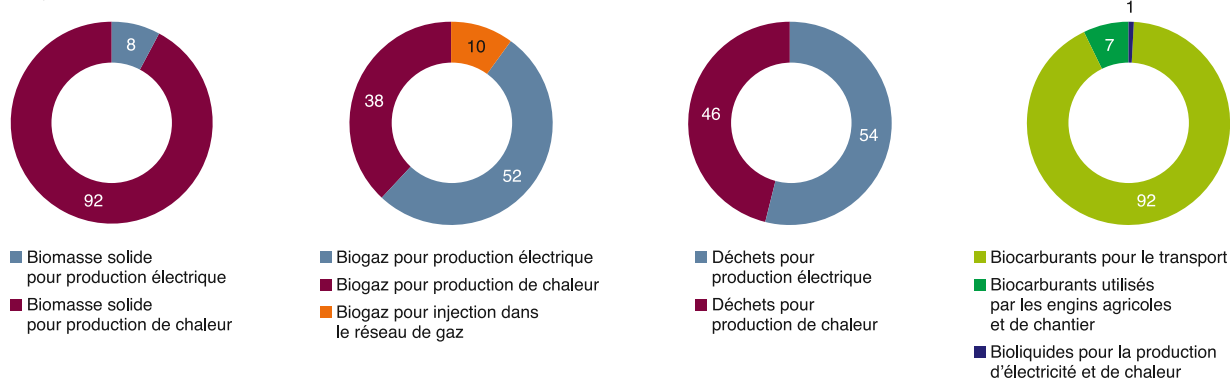
A contrario, la géothermie dite « profonde » (ou « haute température ») est principalement utilisée pour de l’électricité. Elle concerne un site en métropole, à Soultz-sous-Forêts (Alsace), et un site à Bouillante, en Guadeloupe. Ils ont permis de produire 0,1 TWh d’électricité et 0,4 TWh de chaleur sur l’année 2019.

Pompes à chaleur

Les pompes à chaleur produisent de la chaleur en puisant des calories dans le sol ou les eaux souterraines (géothermie dite de « très basse énergie », températures inférieures à 30 °C) ou dans l’air (aérothermie). Le parc de pompes à chaleur (PAC) installées en France continue de croître, avec une très forte hausse en 2019 des ventes d’appareils aérothermiques liée aux mesures incitatives pour remplacer les appareils de chauffage aux énergies fossiles. La production de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur s’établit à 32 TWh en 2019, en hausse de 13 % sur un an. Elle se répartit en 18 TWh de chaleur renouvelable produite par les PAC air/air, 11 TWh par les PAC air/eau et 3 TWh par les PAC géothermiques.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2019

En %



Note : la production de chaleur s’entend ici au sens large de production ayant un usage final sous forme de chaleur et non pas seulement, comme dans la partie 3.5, de production de chaleur commercialisée.

Source : calculs SDES

2.3 La chute des cours du gaz allège la facture énergétique de la France

2.3.1 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

Commerce extérieur de pétrole brut

En 2019, les importations françaises de pétrole brut s'élèvent à 49,7 Mtep, en net repli sur un an pour la deuxième année consécutive (- 8,7 % par rapport à 2018, après - 7,8 %) - (figure 2.3.1.1). En effet, la demande des raffineries françaises a nettement baissé en 2019, en raison notamment de deux grands arrêts de maintenance. Cette baisse s'inscrit dans une tendance, depuis une dizaine d'années, de contraction de l'activité de raffinage en France. Les importations de pétrole brut ont ainsi baissé de plus de 40 % depuis 2008.

La facture correspondante de la France s'établit à 21 Md€ en 2019 : elle diminue nettement (- 14,3 %) en euros constants, après de fortes augmentations en 2017 et 2018 (respectivement + 26 % et + 15 % sur un an), en raison, d'une part, de la chute des cours et, d'autre part, de la baisse sensible des quantités achetées. Entre 2013 et 2016, cette dépense avait diminué de plus de moitié, principalement du fait de l'effondrement des prix fin 2014. Elle reste depuis bien en-dessous de son niveau des années précédant cette chute (plus de 36 Md€₂₀₁₉ par an de 2011 à 2013).

Figure 2.3.1.1 : importations de pétrole brut*

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Importations	59,6	21 816	57,2	17 117	59,0	21 537	54,4	24 822	49,7	21 289

* Y compris de faibles quantités de condensats à destination du raffinage et de la pétrochimie, d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.
Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; DGDDI ; SARA

En 2019, la France a acheté un peu plus de la moitié de son pétrole brut auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep). Après un rebond en 2018 (+ 6 points), en lien notamment avec la forte hausse des achats auprès de l'Arabie saoudite (+ 29 %), cette part repart à la baisse en 2019 (- 3 points). Cela s'explique, en particulier, par le fait que la France n'a pas acheté de pétrole brut en provenance d'Iran, alors que les achats de pétrole iranien étaient importants en 2017 et 2018 (respectivement 7,1 Mtep puis 3,3 Mtep).

L'Arabie saoudite redevient le premier fournisseur de la France en 2019, avec 7,4 Mtep, soit 15 % des quantités importées (figure 2.3.1.2). Elle était passée du premier au quatrième rang en 2017, puis était revenue en deuxième position l'année suivante. Le Kazakhstan, en première position en 2018, passe au deuxième rang, avec 6,9 Mtep, équivalant à 14 % du total. La Russie, avec 6,3 Mtep et 13 % des

importations, le Nigeria (6,1 Mtep) et l'Algérie (5,8 Mtep) restent parmi les premières sources d'approvisionnement de la France. Par ailleurs, les États-Unis deviennent un fournisseur important, avec 3,8 Mtep, soit 8 % du total. Les importations en provenance de la Norvège se replient de 5 % en 2019, à 3,2 Mtep, et celles en provenance de Libye diminuent fortement, à 2,6 Mtep. Alors que l'accord international sur le nucléaire signé en juillet 2015 avait rétabli l'Iran dans le marché pétrolier, le retrait des États-Unis de cet accord en mai 2018 et le rétablissement des sanctions ont affecté ses exportations à destination de la France : réduits de plus de moitié en 2018, à 3,3 Mtep (6 % des achats français de pétrole brut), contre 7,1 Mtep en 2017 (12 %), ils sont devenus inexistantes en 2019. Globalement, la part en provenance de l'Afrique subsaharienne augmente de deux points en l'espace d'un an.

partie 2 : l’approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.1.2 : origine des importations de pétrole brut*

En millions de tep

	1973	1979	1990	2000	2010	2015	2017	2018	2019		
	En %										En %
Grandes zones											
Moyen-Orient	98,5	71,4	96,6	32,4	32,3	11,4	14,6	14,4	12,9	10,4	20,9
Afrique du Nord	18,7	13,5	9,7	7,3	6,4	12,4	7,2	8,8	10,2	8,6	17,2
Afrique subsaharienne	15,3	11,1	11,2	14,1	7,7	8,7	13,7	7,2	7,9	8,0	16,0
Mer du Nord**	0,2	0,1	4,3	10,7	32,6	10,9	5,8	7,1	4,2	3,8	7,7
Ex-URSS	3,4	2,5	5,1	6,4	8,2	21,5	16,5	20,1	17,2	14,6	29,4
Amérique du Nord	-	-	-	2,5	-	-	1,4	1,0	1,7	3,8	7,7
Autres	1,8	1,3	1,7	1,6	0,3	0,9	0,4	0,5	0,3	0,6	1,1
Total	137,9	100,0	128,6	75,0	87,6	65,7	59,6	59,0	54,4	49,7	100,0
dont Opep***	130,5	94,7	114,3	43,9	40,7	28,2	32,6	29,2	30,0	25,8	51,9
Opep hors Irak	111,5	80,8	91,1	40,8	33,4	25,7	29,8	28,7	28,7	23,0	46,3
Principaux fournisseurs											
Arabie Saoudite	30,8	22,4	45,3	15,5	15,6	6,1	10,8	6,3	8,1	7,4	14,9
Kazakhstan	-	-	-	-	2,1	7,0	8,0	9,3	8,3	6,9	13,9
Russie	-	-	-	-	5,1	11,3	4,8	9,1	7,8	6,3	12,7
Nigeria	12,9	9,3	9,8	3,2	4,9	2,9	6,8	4,9	5,9	6,1	12,2
Algérie	11,3	8,2	5,2	3,1	3,5	0,9	4,7	4,9	5,2	5,8	11,7
États-Unis	-	-	-	-	-	-	0,1	0,9	1,6	3,8	7,7
Norvège	0,2	0,1	1,6	6,0	21,6	7,2	4,2	5,5	3,4	3,2	6,5
Irak	19,1	13,8	23,2	3,1	7,4	2,4	2,8	0,5	1,2	2,8	5,6
Libye	6,6	4,8	4,1	3,0	2,5	10,5	2,1	3,7	4,8	2,6	5,2
Azerbaïdjan	-	-	-	-	0,6	3,2	3,7	1,7	1,1	1,4	2,8
Angola	-	-	-	2,8	1,9	3,5	4,4	0,9	1,1	0,9	1,8
Royaume-Uni	-	-	2,7	4,8	10,1	3,4	1,6	1,5	0,8	0,6	1,2
Brésil	-	-	-	-	0,1	0,7	-	0,1	0,1	0,4	0,8
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,4	0,4	0,8
Iran	11,1	8,0	8,0	9,2	5,3	1,8	-	7,1	3,3	-	-
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	0,6	1,0	0,4	-	-	-
Mexique	-	-	-	2,5	-	-	1,3	0,1	-	-	-
Congo	1,0	0,7	-	0,9	0,0	1,3	0,1	-	-	-	-

* Y compris de faibles quantités de condensats à destination du raffinage et de la pétrochimie, d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.

** Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark.

*** Opep : en 2019 : Algérie, Angola, Arabie saoudite, Congo, Émirats arabes unis, Équateur, Gabon, Guinée équatoriale, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Venezuela.

Note : le pétrole est classé dans ce tableau selon le pays où il a été extrait. Jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.

À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; DGDDI ; SARA

Commerce extérieur de produits raffinés

Après une hausse modérée en 2018 (+ 2,4 %), les importations de produits raffinés ont augmenté de 6,4 % en 2019, à 45,6 Mtep. Les exportations chutent nettement, de 14,1 %, passant de 20,2 Mtep en 2018 à 17,4 Mtep en 2019, alors qu'elles diminuaient déjà, à un rythme régulier, depuis 2016 (- 1,5 % par an en moyenne). Le solde importateur de la France en produits raffinés continue ainsi de progresser, à 28,2 Mtep, un record (figure 2.3.1.3). Les importations

représentent une dépense d'environ 24,1 Md€ en 2019, tandis que la valeur des exportations s'élève à 10,7 Md€. Les échanges extérieurs de produits raffinés pèsent ainsi pour 13,4 Md€ dans le déficit commercial de la France. Ce montant augmente fortement par rapport à 2018 (+ 22,4 %), en raison de la dégradation importante du solde des échanges physiques, et malgré la baisse des prix. Il reste toutefois inférieur au pic de 2012, qui s'était établi à 17,9 Md€₂₀₁₉.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

La France achète principalement du gazole et du fioul domestique. Les importations de ces deux produits, déduction faite des volumes exportés, représentent 22,1 Mtep en 2019, pour une dépense nette correspondante de 12,1 Md€. La France est également importatrice nette de kérosène (4,4 Mtep) et de gaz de pétrole liquéfié (GPL, 2,7 Mtep). À l'inverse, elle exporte essentiellement des supercarburants (1,2 Mtep, nettes des importations), permettant ainsi d'alléger sa facture de 0,5 Md€ en 2019. Dans une moindre mesure, elle est aussi devenue, depuis quelques années, exportatrice nette de fioul lourd (la demande intérieure pour ce produit décline régulièrement) et de produits à usage non énergétique (principalement du naphta). La valeur des exportations nettes de ces deux catégories de produits a fortement diminué en 2019, et ne représente plus que 0,2 Md€ pour chacune, contre respectivement 0,4 Md€₂₀₁₉ et 1,2 Md€₂₀₁₉ en 2018.

Le premier fournisseur de la France en produits raffinés reste la Russie, avec 5,9 Mtep, même si elle a perdu un point de part de marché par rapport à 2018, avec 13 %. Les États-Unis, qui avaient occupé le deuxième rang depuis plusieurs années, sont devancés depuis 2018 par l'Arabie saoudite (12 %) ; leur part de marché passe de 10 % en 2018 à 8 %

en 2019. Le gazole et le fioul domestique proviennent pour 39 % d'Europe (9,7 Mtep, + 2 points par rapport à 2018), pour 21 % du Moyen-Orient (- 1 point) et pour 17 % de Russie (- 2 points). 7 % sont acheminés depuis les États-Unis (1,8 Mtep), tandis que 6 % proviennent d'Inde. Le Moyen-Orient reste la première région d'approvisionnement en kérosène de la France, avec 56 % des importations. Comme en 2018, le GPL est, quant à lui, importé principalement d'Algérie (37 %), des États-Unis (23 %, soit 8 % de part de marché de plus par rapport à 2018), de Norvège (13 %) et du Royaume-Uni (12 %).

Près des trois quarts des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l'Europe en 2019 ; cette proportion augmente nettement par rapport à celle de 2018 (+ 12 points). 7 % des produits français sont exportés vers les États-Unis, soit un point de moins qu'en 2018. Les destinations des supercarburants se sont concentrées vers les États-Unis (38 %, en hausse de 3 points sur un an). La part à destination de l'Europe du Nord a chuté de 12 points en un an, à 16 %. Dans le même temps, celle en direction de l'Afrique augmente de 5 points, à 9 % ; en particulier celle du Nigeria s'élève à 8 %, contre 4 % en 2018. Le fioul lourd est acheminé pour l'essentiel dans l'Union européenne (85 %).

Figure 2.3.1.3 : solde importateur des produits raffinés

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Importations	43,6	20 495	42,0	16 367	41,8	19 473	42,8	23 643	45,6	24 120
Gazole/Fioul domestique	25,2	12 053	22,8	8 940	22,3	10 440	22,8	12 846	24,7	13 453
Supercarburants*	0,7	452	1,3	648	1,6	856	1,5	863	1,6	901
Jet kérosène	4,8	2 362	4,7	1 801	4,5	2 110	5,9	3 411	6,2	3 447
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	3,9	1 223	3,8	1 063	3,6	1 270	3,5	1 278	3,7	1 162
Fioul lourd	3,6	1 320	4,0	1 186	3,4	1 280	3,3	1 416	2,8	1 188
Produits non énergétiques**	4,0	2 118	4,1	1 899	5,0	2 640	4,5	2 763	5,3	2 908
Autres***	1,5	969	1,3	829	1,4	876	1,4	1 065	1,4	1 061
Exportations	21,2	10 971	20,8	9 628	20,5	11 375	20,2	12 662	17,4	10 674
Gazole/Fioul domestique	2,8	1 303	2,1	797	2,6	1 172	2,2	1 210	2,6	1 318
Supercarburants*	4,3	2 062	4,8	1 903	4,6	2 190	3,3	1 780	2,8	1 390
Jet kérosène	1,2	570	1,0	406	1,2	554	2,0	1 124	1,8	941
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,4	532	1,3	421	1,3	572	1,2	551	1,0	416
Fioul lourd	6,3	1 713	5,6	1 151	4,6	1 348	4,7	1 777	3,7	1 363
Produits non énergétiques**	4,2	2 559	5,1	2 888	5,2	3 357	5,9	3 963	4,6	3 095
Autres***	0,9	2 231	0,9	2 063	1,0	2 181	1,0	2 257	1,0	2 152
Solde importateur	22,5	9 525	21,2	6 738	21,3	8 098	22,6	10 981	28,2	13 446
Gazole/Fioul domestique	22,4	10 750	20,7	8 143	19,7	9 268	20,6	11 636	22,1	12 136
Supercarburants*	- 3,6	- 1 611	- 3,6	- 1 255	- 3,0	- 1 334	- 1,9	- 917	- 1,2	- 489
Jet kérosène	3,6	1 792	3,6	1 395	3,3	1 556	3,9	2 288	4,4	2 507
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,5	691	2,5	642	2,3	698	2,3	727	2,7	746
Fioul lourd	- 2,7	- 393	- 1,6	35	- 1,1	- 68	- 1,4	- 361	- 0,9	- 175
Produits non énergétiques**	- 0,3	- 441	- 1,0	-989	- 0,2	- 718	- 1,4	- 1 200	0,7	- 188
Autres***	0,5	- 1 262	0,4	- 1 234	0,4	- 1 305	0,4	- 1 193	0,4	- 1 091

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

*** Coke de pétrole, pétrole lampant, autres.

Note : les valeurs monétaires sont données coût, assurance et fret inclus (CAF) pour les importations, et franco à bord (FAB) pour les exportations.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Stocks pétroliers

Entre fin 2018 et fin 2019, les stocks français de pétrole brut et d'autres charges de raffinage ont diminué de 0,2 Mtep. À 7,3 Mtep en fin d'année, dont 6,3 Mtep de pétrole brut et 1,0 Mtep de charges de raffinage, ils continuent de baisser, à un niveau inférieur à celui de fin 2016, atteignant ainsi leur plus bas niveau depuis 1995. En 2019, les stocks de produits raffinés s'établissent à environ 13 Mtep, leur valeur la plus faible depuis 2013.

L'essentiel de cette quantité globale (principalement des produits raffinés) correspond aux obligations de stockage stratégique de produits pétroliers, soit au minimum 90 jours des quantités nettes de pétrole brut et de produits pétroliers importées ou introduites l'année civile précédente.

2.3.2 GAZ NATUREL

Les importations de gaz naturel arrivent en France métropolitaine principalement sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs, terrestres ou sous-marins, ou bien sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) par méthanier. Les entrées brutes de gaz naturel sur le territoire progressent pour la quatrième année consécutive, de 11,4 % en 2019, pour atteindre 632 TWh (PCS) - (figure 2.3.2.1). Néanmoins, en raison de la chute des prix du gaz (cf. 1.3.1), la dépense correspondante recule de 12,1 % en 2019 en euros constants, à 10,8 Md€.

Les entrées brutes par gazoduc reculent à nouveau, de 11,1 %, à 396 TWh. En revanche, les importations de GNL

progressent pour la quatrième année consécutive, et atteignent en 2019 un niveau inédit, près du double de celui de 2018. Avec 234 TWh, le GNL regazéifié représente désormais 37 % des entrées brutes de gaz naturel, contre 28 % en 2011. 32 % des importations de GNL sont réceptionnées au terminal méthanier de Fos-sur-Mer, 36 % relèvent du terminal de Montoir-de-Bretagne et 32 % de celui de Dunkerque. Enfin, outre les injections de GNL regazéifié dans le réseau depuis les terminaux méthaniers, du GNL est également directement acheminé par camion-citerne jusqu'à certains industriels ou des stations-service. Les volumes correspondants sont encore relativement faibles (2,1 TWh), mais progressent régulièrement.

Les sorties du territoire, sous forme gazeuse, s'effectuent aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de gazoduc de France métropolitaine avec les réseaux étrangers, principalement espagnol (PIR Pirineos), suisse (PIR Oltingue et Jura) et belge (PIR Alveringem). Après une légère baisse de 1,9 % en 2018, les sorties progressent fortement en 2019, de 82,0 %. Ce sont ainsi 125 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2019, pour une recette correspondante s'élevant à 2,1 Md€.

La hausse des entrées, compensée en partie par celle des sorties, conduit le solde importateur de la France en gaz naturel à augmenter légèrement en 2019 (+ 1,7 %). Celui-ci s'élève ainsi à 507 TWh en 2019. La facture correspondante, nette des bénéfices tirés des réexportations, recule néanmoins de 20,2 % en 2019, pour atteindre 8,6 Md€, après deux années de hausse. La chute des prix du gaz, tant à l'import qu'à l'export, a en effet été plus conséquente que la hausse des quantités importées.

Figure 2.3.2.1 : solde importateur de gaz naturel

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉
Importations	508,9	11 922	532,8	8 638	557,7	9 958	567,2	12 271	631,9	10 783
Selon la forme de gaz										
Gaz sous forme gazeuse	444,7	10 252	453,4	7 283	451,0	8 172	445,9	9 885	396,3	6 895
GNL** regazéifié	64,2	1 670	79,5	1 355	106,6	1 786	119,9	2 358	233,6	3 854
GNL** porté	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1,4	28	2,1	34
Selon le type de contrat										
Court terme	105,8	n.d.	96,9	n.d.	110,0	n.d.	171,7	n.d.	188,7	n.d.
Moyen et long terme	403,1	n.d.	435,9	n.d.	447,7	n.d.	395,5	n.d.	443,3	n.d.
Exportations	62,9	1 451	43,1	695	70,1	1 245	68,7	1 430	125,1	2 136
Solde échanges extérieurs	446,0	10 470	489,7	7 943	487,6	8 712	498,4	10 840	506,8	8 647

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

** GNL : gaz naturel liquéfié. Il est soit regazéifié pour être ensuite injecté dans les réseaux de gaz, soit directement acheminé par camion-citerne à des industriels ou des stations-service.

n.d. : non disponible.

Note : les données relatives aux importations et aux exportations incluent le gaz transitant sur le territoire national. Par ailleurs, les importations de GNL diffèrent des injections dans le réseau de GNL regazéifié, l'écart correspondant à la variation des stocks des terminaux méthaniers (+ 0,8 TWh en 2019).

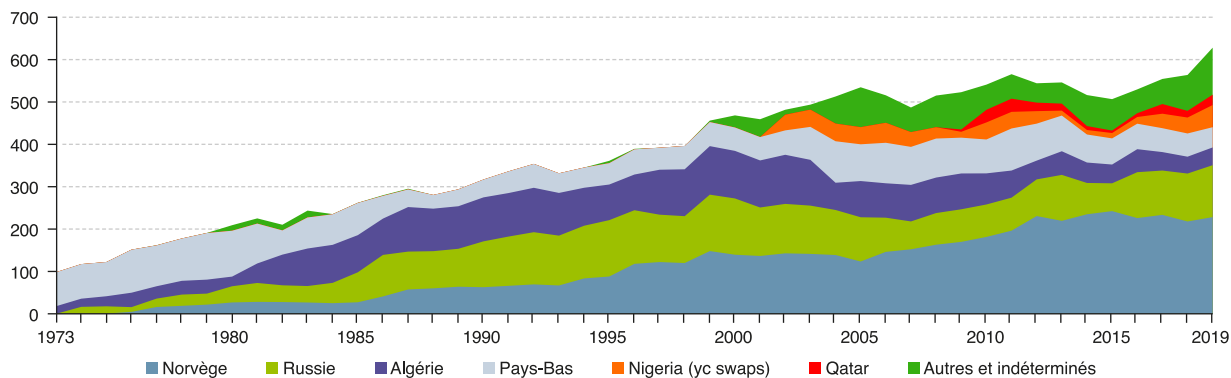
Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, Teréga, les fournisseurs de gaz, DGDDI

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

La Norvège demeure le principal fournisseur de la France en 2019 (36 % du total des entrées brutes), à un niveau analogue à celui des sept dernières années, et reste loin devant la Russie (20 %), le Nigeria (8 %), les Pays-Bas (8 %), l'Algérie (7 %) et le Qatar (4 %). La hausse des importations françaises de gaz naturel en 2019 est néanmoins portée en partie par celle des achats auprès d'autres pays (+ 30,8 %),

dont le développement traduit une diversification des approvisionnements permise par l'importation de GNL (figure 2.3.2.2). Ces achats, dont une partie porte sur du gaz pour lequel le lieu de production ne peut pas être tracé (lorsqu'il est acheté sur les marchés du nord-ouest de l'Europe par exemple), représentent ainsi désormais 18 % des entrées brutes.

Figure 2.3.2.2 : origine des importations de gaz naturel
En TWh PCS*



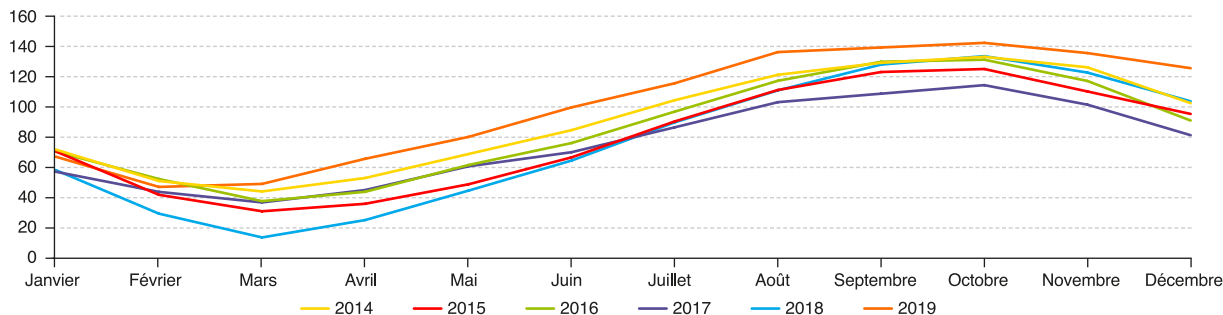
* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

Si l'approvisionnement français en gaz naturel est assuré, pour l'essentiel, par les importations, la gestion des stocks permet d'ajuster l'offre à la demande intérieure. Celle-ci varie fortement en cours d'année avec les besoins en chauffage (figure 2.3.2.3). En général, les stocks sont sollicités de novembre à mars, période communément appelée « hiver gazier », avant d'être progressivement reconstitués d'avril à octobre. Ces derniers avaient atteint un niveau particulièrement bas en mars 2018, à 13 TWh, à la suite d'un pic de froid et

d'une activité soutenue des centrales à gaz. La régulation des stockages, mise en place la même année, a conduit par la suite à favoriser la reconstitution de stocks plus importants. Ainsi, fin octobre 2019, les stocks utiles atteignaient 142 TWh, le niveau le plus haut de la décennie. In fine, les stocks ont augmenté de 21,8 TWh entre fin décembre 2018 et fin décembre 2019, ce qui correspond à une dépense de 380 M€ (figure 2.3.2.4).

Figure 2.3.2.3 : niveau des stocks utiles de gaz naturel (y compris GNL) en fin de mois
En TWh PCS*



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

Figure 2.3.2.4 : variations de stocks de gaz naturel

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉
Variations de stocks	6,5	152,9	4,8	77,6	9,6	178,4	- 22,5	- 501,2	- 21,8	- 379,5

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Note : les variations de stocks sont comptées positivement en cas de déstockage, négativement en cas de stockage.

Source : calculs SDES, enquête mensuelle sur la statistique gazière

2.3.3 CHARBON

L’approvisionnement de la France en charbon primaire repose presque exclusivement sur ses importations. Leur niveau, de 10 millions de tonnes (Mt) en 2019 (figure 2.3.3.1), est ainsi très lié à celui de la consommation nationale, dont les principales fluctuations à court terme reflètent celles de l’activité de l’industrie sidérurgique ainsi que la sollicitation

plus ou moins importante des centrales électriques à charbon.

La France importe par ailleurs de faibles volumes de charbon dérivé (moins de 1 Mt chaque année, en hausse depuis trois ans). Il s’agit, pour l’essentiel, de coke venant compléter la production nationale destinée aux hauts-fourneaux et, dans une moindre mesure, de briquettes de lignite et de produits agglomérés.

Figure 2.3.3.1 : solde importateur de produits charbonniers

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉
Importations	14,0	1 343	13,1	1 185	15,6	2 107	14,1	1 939	11,0	1 647
Charbon primaire	13,4	1 222	12,7	1 093	15,0	1 959	13,4	1 740	10,3	1 438
Charbon dérivé	0,5	122	0,4	92	0,6	148	0,7	198	0,7	209
Exportations	0,0	5	0,1	14	0,0	1	0,0	15	0,0	1
Charbon dérivé	0,0	5	0,1	14	0,0	1	0,0	15	0,0	1
Solde importateur	14,0	1 338	13,0	1 172	15,6	2 106	14,0	1 923	11,0	1 646
Charbon primaire	13,4	1 222	12,7	1 093	15,0	1 959	13,4	1 740	10,3	1 438
Charbon dérivé	0,5	116	0,4	78	0,6	147	0,6	183	0,7	208

Note : conformément à la méthodologie de l’AIE, les importations sont nettes des réexportations.

Source : DGDDI

Les cinq principaux fournisseurs de charbon de la France demeurent les mêmes depuis plusieurs années. En 2019, la Russie reste le plus important d’entre eux, avec 3,1 Mt, même si elle a perdu deux points de part de marché, à 28 %. L’Australie vient ensuite, avec une quantité équivalente. Elle est suivie par l’Afrique du Sud et les États-Unis, chacun représentant 11 % du total des importations. Les livraisons en provenance de la Colombie ont chuté quasiment de moitié, avec 1,0 Mt ; le pays recule ainsi de la troisième à la cinquième position en 2019. Alors que les achats de charbon auprès de l’Australie, fournisseur important de charbon à coke à destination de la filière fonte (cf. 3.3), ont progressé modérément (+ 1,3 %), ceux en provenance des autres pays, concernant plutôt du charbon-vapeur, ont globalement nettement chuté, en raison du recul important de la demande pour la production d’électricité en métropole ainsi que dans l’industrie hors filière fonte (cf. 4.4).

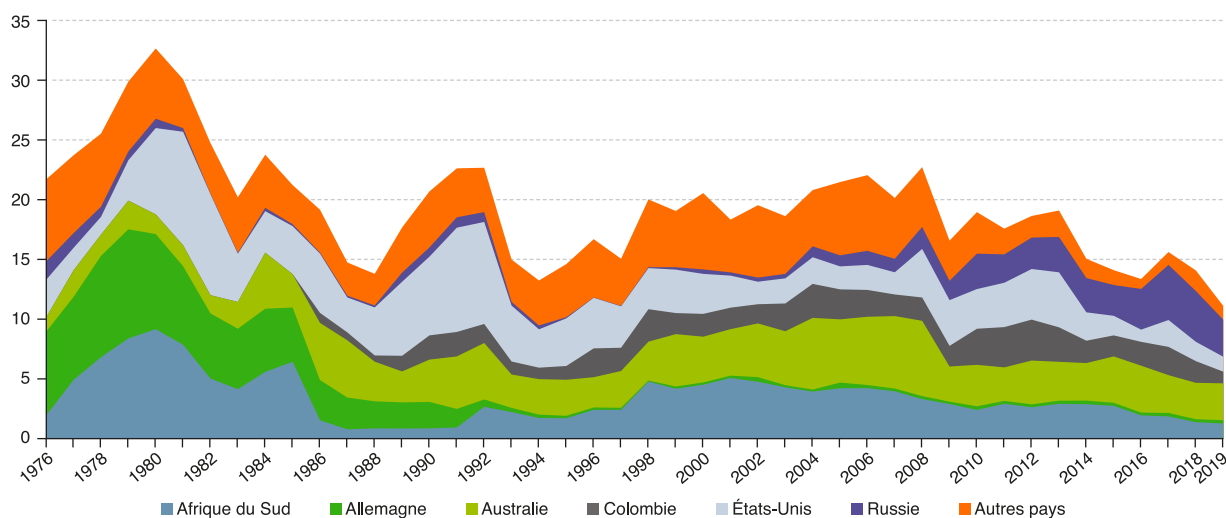
Tous produits confondus, les importations de charbon, nettes des (faibles) volumes exportés, s’élèvent à 11,0 Mt en 2019, en baisse importante par rapport à 2018 (- 22 %). Elles atteignent ainsi leur plus bas niveau depuis plusieurs décennies.

En conséquence de cette forte baisse, la facture charbonnière de la France a diminué, mais elle se replie à un rythme moins prononcé que celui des importations physiques (- 14 %), à 1,6 Md€ : la part du charbon à coke dans les achats de charbon primaire a en effet augmenté, et celui-ci est en moyenne plus cher que le charbon-vapeur, ce qui s’est traduit par un prix moyen des importations à la hausse (cf. 1.4). Si le charbon dérivé ne représente que 6 % des quantités importées, il pèse davantage dans la facture correspondante, en raison de prix bien plus élevés que ceux du charbon primaire.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

Figure 2.3.3.2 : origine des importations de charbon

En millions de tonnes



Note : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.
 Source : calcul SDES, d'après DGDDI

Les opérateurs ont globalement déstocké des produits charbonniers en 2019, à hauteur de 0,1 Mt (figure 2.3.3.3). Le charbon est entreposé soit dans les ports où sont réceptionnées les importations, soit directement sur les principaux sites consommateurs : centrales électriques, sites sidérurgiques ou autres sites industriels (sucreries,

papeteries...). La consommation des centrales métropolitaines ayant fortement chuté, l'autonomie correspondant à leurs stocks a fortement augmenté par rapport à fin décembre 2018 (30 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, contre 8 mois fin 2018).

Figure 2.3.3.3 : variations de stocks de produits charbonniers

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉
Variations de stocks	0,2	- 10	1,0	49	- 0,3	- 107	- 0,1	- 18	0,1	- 9
Charbon primaire	0,4	32	1,0	67	- 0,1	- 44	- 0,2	- 30	0,1	2
Charbon dérivé	- 0,2	- 43	- 0,1	- 17	- 0,2	- 63	0,0	12	0,0	- 12

Note : la variation des stocks physiques est positive en cas de déstockage, négative dans le cas contraire. Sa valorisation monétaire peut être de signe opposé, en raison de prix différenciés entre produits ou, pour un même produit, entre périodes de l'année où les stocks augmentent et périodes où ceux-ci diminuent.
 Sources : A3M ; DGDDI ; EDF ; GazelEnergie ; Insee

partie 2 : l'approvisionnement énergétique de la France

2.3.4 BOIS-ÉNERGIE

Exportatrice nette jusqu'au début des années 2010, la France enregistre depuis plusieurs années un déficit commercial sur le bois-énergie. En 2019, les achats français, nets des quantités exportées, s'élèvent ainsi à 2,6 TWh, pour une facture correspondante de 116 M€ (figure 2.3.4.1).

Le solde du commerce extérieur se dégrade à nouveau en 2019. Les importations, en hausse soutenue depuis le début de la décennie, continuent à augmenter fortement (+ 18 %), tandis que les exportations se replient (- 12 %). La convergence des prix à l'importation et des prix à l'exportation (cf. 1.5), observée depuis plusieurs années, s'interrompt en 2019, contribuant aussi à dégrader le solde du commerce extérieur.

Figure 2.3.4.1 : échanges extérieurs de bois-énergie

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Importations	3,1	116	4,1	139	4,4	143	5,3	174	6,3	218
Exportations	4,0	111	3,8	104	4,0	112	4,2	122	3,7	102
Solde importateur	- 0,9	5	0,4	35	0,5	32	1,2	52	2,6	116

Source : calculs SDES, d'après DGDDI

2.3.5 BIOCARBURANTS

La France est importatrice nette de biocarburants, destinés à être incorporés au gazole (biodiesel) ou aux supercarburants (bioéthanol). Les achats français de biocarburants, nets des volumes exportés, s'élèvent à 0,9 Mtep en 2019 (soit 27 % des biocarburants consommés en France), pour une facture correspondante de 0,8 Md€ (figure 2.3.5.1). Ce déficit des échanges extérieurs est très majoritairement imputable au biodiesel.

a conduit à une augmentation de la consommation de biocarburants essence, non compensée par la production nationale, ce qui a eu pour effet de réduire nettement les exportations de bioéthanol.

La facture augmente d'environ 20 % en 2019 en euros constants, du fait notamment de la dégradation du solde commercial du bioéthanol. Celui-ci devient en effet déficitaire en 2019 : la hausse de la consommation de supercarburants conjuguée au relèvement de l'objectif d'incorporation de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib)

Dans le bilan de l'énergie, suivant les conventions statistiques internationales, les biocarburants sont considérés comme une ressource énergétique domestique dès lors que la transformation de matières premières est réalisée sur le sol national. On peut toutefois également s'intéresser au lieu de production des matières premières elles-mêmes : de ce point de vue, 26 % du biodiesel (y compris huiles végétales hydro-traitées gazole, HVHTG) et 63 % des biocarburants essence (y compris huiles végétales hydro-traitées essence, HVHTE) consommés en France sont d'origine nationale en 2019, parts en recul de respectivement 11 et 7 points par rapport à 2018.

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En ktep	En M€ ₂₀₁₉	En ktep	En M€ ₂₀₁₉	En ktep	En M€ ₂₀₁₉	En ktep	En M€ ₂₀₁₉	En ktep	En M€ ₂₀₁₉
Importations	762	646	1080	936	1 398	1 229	1 382	1 307	1 560	1 351
Bioéthanol	82	86	76	68	73	70	86	87	87	86
Biodiesel	679	560	1 004	868	1 325	1 158	1 296	1 219	1 473	1 266
Exportations	407	429	383	344	424	431	703	671	625	592
Bioéthanol	286	318	205	167	131	121	167	164	63	63
Biodiesel	121	111	179	177	293	311	536	508	562	529
Solde importateur	355	218	696	592	975	797	679	635	935	759
Bioéthanol	- 204	- 231	- 129	- 99	- 58	- 50	- 81	- 76	24	22
Biodiesel	558	449	825	691	1032	848	760	712	911	737

Note : s'agissant du bioéthanol incorporé « pur » (qui compte pour 66 % de la consommation de bioéthanol, le reste étant incorporé sous forme d'éther éthyle tertio-butyle - ETBE), seul le solde des échanges extérieurs est connu. Les importations de bioéthanol incorporé « pur » sont donc supposées nulles. À noter également que le commerce extérieur de biocarburants issus d'huiles végétales hydro-traitées (HVHTG et HVHTE) n'est pas connu et n'est donc pas pris en compte dans ce tableau.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI et Eurostat

2.3.6 ÉLECTRICITÉ

La France est globalement exportatrice d’électricité, du fait d’une production dans l’ensemble supérieure à la demande intérieure (*figure 2.3.6.1*). Pour autant, elle importe régulièrement de l’électricité de ses voisins, notamment aux heures de pointe en hiver, lorsque le coût marginal de l’électricité produite sur le territoire national est supérieur au prix de l’électricité importée, voire lorsque les moyens de production nationaux ne suffisent pas à répondre à la demande. Sur l’ensemble de l’année 2019, la France a importé 16 TWh et a exporté 73 TWh, soit un solde exportateur d’électricité de 58 TWh. Alors qu’il avait connu une forte hausse en 2018, de 57 %, ce dernier recule de 8 % en 2019,

en raison de la baisse des productions nucléaire et hydraulique. Le solde exportateur d’électricité diminue aux interconnexions frontalières avec l’Espagne (- 20 %), la Grande-Bretagne (- 13 %), la région CWE (*Central Western Europe* : - 6 % vers l’ensemble Allemagne, Belgique et Luxembourg) et, dans une moindre mesure, l’Italie (- 2 %). Il progresse toutefois avec l’Andorre (+ 12 %) et la Suisse (+ 7 %).

Les recettes tirées des exportations d’électricité s’élèvent en 2019 à 2,7 Md€. Déduction faite des dépenses d’importation (0,7 Md€), il en résulte un solde net de 2,0 Md€, soit un recul de 30 % par rapport à l’année précédente en euros constants. Ce recul s’explique par l’effet cumulé de la baisse du solde exportateur physique et de celle des prix à l’exportation (*cf. 1.7.1*).

Figure 2.3.6.1 : échanges extérieurs d’électricité

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Importations	10	464	20	948	21	1 228	14	810	16	732
Exportations	74	2 877	61	2 049	61	2 563	76	3 689	73	2 749
Solde exportateur	64	2 413	42	1 102	40	1 335	63	2 879	58	2 017

Sources : DGDDI ; CRE

partie 3

Transformation, transport et distribution d'énergie en France

— Les pertes liées à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie diminuent en 2019 de 2,5 %, à 92,6 Mtep, en raison principalement de la baisse de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites, mais pas uniquement. En effet, en dehors de la consommation de gaz naturel, dont l'utilisation pour la production d'électricité et de chaleur augmente en 2019, les consommations du secteur de la transformation diminuent pour la plupart des énergies. Ainsi le raffinage de pétrole recule pour la deuxième année consécutive, à la suite de deux grands arrêts de maintenance, et l'activité de la filière fonte baisse nettement sur un an. Au total, les achats en énergie de la branche énergie elle-même se sont élevés à 27,0 Md€ en 2019, dont plus de 80 % pour le raffinage de pétrole.



3.1 La production des raffineries de pétrole diminue en volume et en valeur

Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en différents produits finis, énergétiques (carburants, combustibles) ou non (lubrifiants, bitume et produits destinés à la pétrochimie entre autres). Le pétrole brut est, dans un premier temps, séparé par distillation en plusieurs coupes pétrolières, les plus lourdes pouvant, dans un deuxième temps, être craquées en molécules plus légères et mieux valorisables. Les produits ainsi obtenus font ensuite l'objet de procédés d'amélioration, visant notamment à en réduire la teneur en soufre ou, pour les supercarburants, à en augmenter l'indice d'octane.

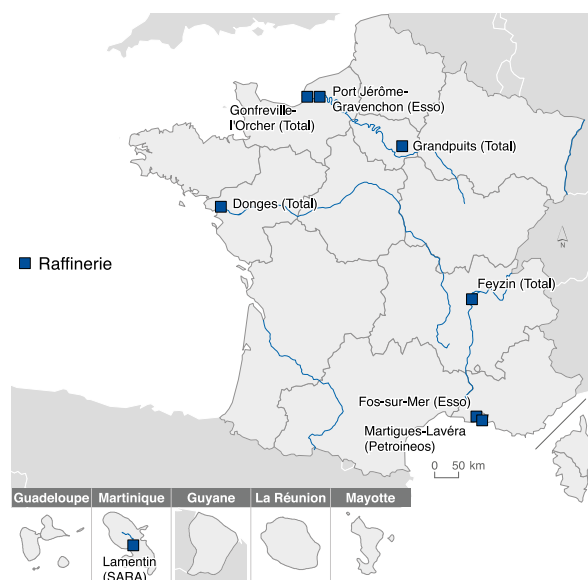
Les biocarburants produits ou importés en France sont incorporés en raffinerie ou en dépôt aux carburants non issus de biomasse. Les informations fournies ci-dessous portent sur les produits raffinés, biocarburants exclus.

Depuis plusieurs années, le raffinage en Europe doit faire face à une baisse de la demande intérieure. Cette baisse est due notamment aux politiques de lutte contre le changement climatique. De plus, il existe une inadéquation entre la structure de la demande intérieure, majoritairement tournée vers le gazole, et celle de l'offre. Par ailleurs, la concurrence internationale est intense : aux États-Unis, le gaz, utilisé par le raffinage, est nettement moins coûteux qu'en Europe, alors qu'au Moyen-Orient et en Asie les installations sont plus grandes et plus récentes pour répondre à la demande en forte croissance des pays émergents. Enfin, la réglementation environnementale européenne impose des coûts et des contraintes plus élevés que dans d'autres pays.

En France, le secteur du raffinage a été marqué par la fermeture de plusieurs installations au début de la décennie. La production nette des raffineries françaises, régulièrement supérieure à 80 Mtep par an dans les années 2000, est passée sous le seuil de 60 Mtep par an depuis 2012. Avec la fermeture de la raffinerie de Provence-La Mède fin 2016, qui a été reconvertie pour produire des biocarburants miscibles au gazole ou au carburéacteur, la France ne compte plus désormais que huit raffineries de pétrole brut (*figure 3.1.1*).

La raffinerie de Grandpuits en Île-de-France a par ailleurs annoncé la fin de ses activités de raffinage pour 2021, et sa reconversion vers une plateforme sans pétrole, avec une unité de production de biocarburants, une unité de bioplastiques et une unité de recyclage chimique des plastiques.

Figure 3.1.1 : raffineries de pétrole brut en 2019



Source : DGEC

La production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève, en 2019, à 50,4 Mtep, pour une consommation de matière première de 52,3 Mtep (*figure 3.1.2*). Elle recule nettement sur un an, pour la deuxième année consécutive (- 8,6 %, après - 6,2 % en 2018), en raison notamment de deux grands arrêts de maintenance programmés ainsi que de la baisse de la demande (*cf. 4.2*).

En 2019, les raffineurs ont dépensé 22,3 Md€ en pétrole brut et autres charges de raffinage, pour fournir des produits finis valorisés à 25,3 Md€. En euros constants 2019, la valeur de cette production diminue nettement par rapport à 2018 (- 13,0 %), en raison, d'une part, de la chute des quantités produites et, d'autre part, de la contraction des prix. Elle reste cependant supérieure au niveau de 2016, qui s'élevait à 21,6 Md€₂₀₁₉. Depuis cinq ans, cette valeur reste en dessous de 30 Md€₂₀₁₉, contre près de 40 Md€₂₀₁₉ en 2014, avant la chute des cours. En 2019, les raffineries ont dégagé un excédent de 3,0 Md€, soit 58 € pour chaque tonne équivalent pétrole de produit à distiller utilisée, contre 57 €₂₀₁₉ l'année précédente.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Figure 3.1.2 : consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage et production nette de produits finis des raffineries

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage	62,0	22 556	61,1	18 123	61,1	22 178	57,3	25 852	52,3	22 339
Production nette des raffineries	59,5	26 894	58,5	21 628	58,8	26 412	55,1	29 122	50,4	25 346
Solde	-	4 338	-	3 504	-	4 234	-	3 270	-	3 007

Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries.

Le rapport entre le solde calculé ici et la consommation peut présenter des écarts avec la marge de raffinage calculée et diffusée par la DGEC, car cette dernière s'appuie non 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).

Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; DGEC ; DGDDI ; SARA

Les raffineries françaises produisent principalement du gazole (33 % du total de la production en 2019), des supercarburants (19 %), des produits non énergétiques (14 %) et du fioul lourd (12 %) - (figure 3.1.3). Le fioul domestique

et les autres gazoles représentent 9 % du total de la production nationale de produits raffinés, le kérosène 8 %, le GPL 3 % et l'ensemble des autres produits 2 %. Cette répartition est stable ces dernières années.

Figure 3.1.3 : production nette de produits finis des raffineries

En Mtep

	2015	2016	2017	2018	2019
Production nette des raffineries	59,5	58,5	58,8	55,1	50,4
Gazole	20,8	20,5	20,6	18,1	16,4
Supercarburants*	11,8	11,8	11,9	10,9	9,8
Produits non énergétiques**	7,8	7,4	8,2	8,1	6,9
Fioul lourd	7,1	7,2	6,0	5,5	5,9
Fioul domestique et autres gazoles	5,2	4,9	4,6	5,3	4,7
Jet kérosène	4,0	3,9	4,4	4,3	4,0
GPL	1,7	1,7	1,8	1,5	1,5
Autres***	1,1	1,1	1,3	1,2	1,2

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

*** Coke de pétrole, pétrole lampant, autres produits.

Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries. À partir de 2018, les quantités correspondant à du gazole pêche et du diesel marine léger (DML) sont incluses dans le poste du fioul domestique et autres gazoles, et non plus dans celui du gazole. Celles de gazole non routier, utilisé dans l'agriculture et la construction notamment, sont regroupées avec le gazole routier dans le poste gazole, car il s'agit de fait du même produit sur le plan chimique.

Sources : SDES, enquête auprès des raffineurs ; SARA

3.2 Stabilité du coût des infrastructures gazières

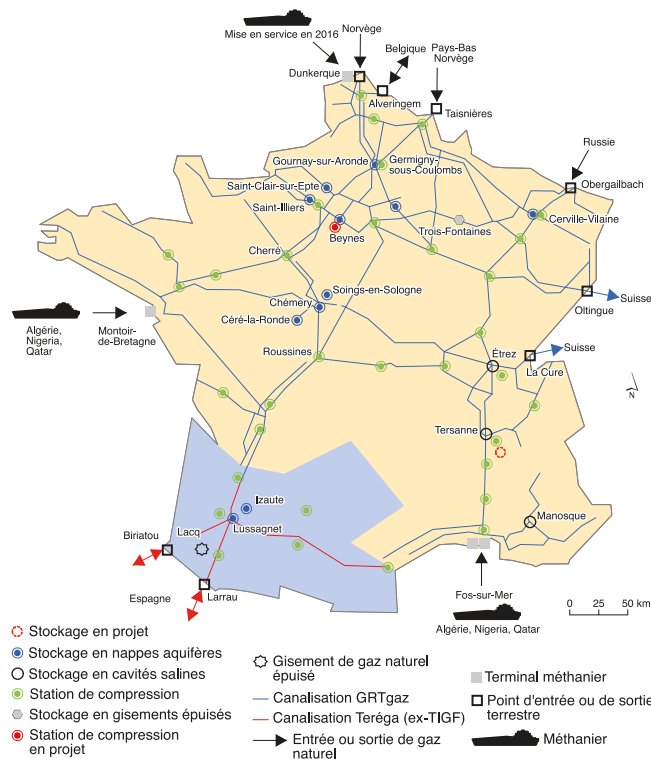
Les infrastructures gazières françaises permettent d'acheminer le gaz naturel, pour l'essentiel importé, vers les zones de consommation (figure 3.2.1).

La majorité du gaz naturel consommé en France est importé par gazoduc. Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux, pour une capacité d'importation cumulée d'environ 2 350 GWh/j.

Les terminaux méthaniers permettent d'accueillir les cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), importées par voie maritime, puis de regazéifier le GNL pour pouvoir l'injecter dans le réseau. Ils sont au nombre de quatre, répartis sur

trois sites distincts : Fos Cavaou, Fos Tonkin, tous deux situés à Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne et Loon-Plage (Dunkerque). La société Elengy gère les terminaux de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne, tandis que Fosmax LNG gère celui de Fos Cavaou, l'accès à ces trois terminaux étant régulé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le terminal de Loon-Plage, dont la mise en service commerciale a eu lieu en janvier 2017, est géré par Dunkerque LNG et bénéficie pour une durée de vingt ans d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire.

Figure 3.2.1 : infrastructures gazières françaises en 2019 (hors réseaux de distribution)



Sources : GRTgaz ; Storengy ; Teréga

Au sein du territoire métropolitain continental, les flux de gaz sont assurés par le biais d'un maillage des réseaux de transport et de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage de gaz naturel. La constitution de stocks de gaz naturel à proximité des zones de consommation lors de la période estivale permet de réduire les risques de saturation des réseaux et de répondre aux fortes consommations de gaz lors des périodes hivernales (cf. 2.3.2). Les 15 sites de stockage souterrain français, qui constituent ainsi des infrastructures essentielles pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel du territoire, sont exploités par deux opérateurs : Storengy (neuf sites en nappes aquifères, trois en cavités salines, un en gisement épuisé) et Teréga (deux sites en nappes aquifères). Le réseau de gaz naturel permet l'acheminement proprement dit du gaz jusqu'aux points de livraison. Il se compose de deux niveaux. Le réseau de transport est constitué de gazoducs de grande capacité, connectés à ceux des pays limitrophes ainsi qu'aux sites de stockage et aux terminaux méthaniens. Il permet, en le comprimant à haute pression, de transporter le gaz naturel sur des distances élevées afin de l'acheminer aux réseaux de distribution et à quelques très gros consommateurs. Deux entreprises se partagent la gestion du réseau de transport : Teréga dans le sud-ouest de la France (5 100 km de réseau), GRTgaz pour le reste du territoire (32 500 km de réseau). Avant le 1^{er} novembre 2018, l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel était assuré au sein de deux zones distinctes, connectées l'une à l'autre et correspondant aux places de marchés françaises. Depuis cette date, une place de marché unique couvre l'ensemble du territoire. Les réseaux de distribution permettent, quant à eux, d'acheminer le gaz naturel du réseau de transport jusqu'à la très grande majorité des consommateurs finaux. Un peu plus de 11 millions de consommateurs sont ainsi raccordés aux quelque 200 000 km de canalisations de distribution. GRDF assure la distribution de plus de 95 % du marché, 24 entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que quelques autres sociétés, se répartissant le reste.

La rémunération des gestionnaires d'infrastructures pour leur mission d'acheminement du gaz aux consommateurs finaux sur le territoire français s'élève à 6,4 Md€ en 2019, en baisse de 0,3 % en euros constants par rapport à 2018 (figure 3.2.2). Elle correspond au coût des infrastructures gazières, répercuté sur le consommateur final, d'une part via les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (de transport (ATRT) et de distribution (ATRD)) et aux terminaux régulés (terminaux méthaniens (ATTM)), fixés par la CRE, et d'autre part via les tarifs liés aux sites de stockage, déterminés lors d'enchères dans des conditions définies par la CRE depuis la réforme de l'accès des tiers aux stockages de gaz naturel du 1^{er} janvier 2018. Cette rémunération exclut donc les prestations facturées entre les différents gestionnaires d'infrastructures ainsi que les recettes liées au transport du gaz transitant par le territoire national. En revanche, elle comprend la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux, qui sont achetées sur les marchés par les gestionnaires. Ces pertes s'élèvent à 5,5 TWh en 2019, en légère hausse de 0,4 % par rapport à 2018, représentant une charge de 75 M€ pour les gestionnaires (figure 3.2.3). Celles-ci étant à peu près proportionnelles aux quantités de gaz transitant par les réseaux, leurs variations d'une année sur l'autre suivent celles de la demande intérieure. Les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération, nette de la valeur de ces pertes, d'environ 6,3 Md€ en 2019, en hausse de 0,6 % en euros constants par rapport à 2018, pour financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (figure 3.2.4). Cette rémunération, qui a crû de 1,6 % en moyenne annuelle en euros constants depuis 2011, tend à se stabiliser depuis 2016. Le réseau de transport et ceux de distribution représentent respectivement 28 % et 54 % de ces coûts d'infrastructures en 2019, contre 11 % pour les sites de stockage souterrain et 7 % pour les terminaux méthaniens.

Figure 3.2.2 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€₂₀₁₉

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Réseau de transport	1 523	1 573	1 663	1 793	1 781	1 858	1 836	1 822	1 812
dont pertes	75	57	102	77	73	46	58	68	42
Réseaux de distribution	2 924	3 042	3 390	3 147	3 300	3 522	3 459	3 445	3 434
dont pertes	52	63	71	44	44	33	39	49	28
Sites de stockage souterrain	919	825	642	700	721	658	548	694	683
dont pertes	10	14	14	9	7	6	4	11	6
Accès aux terminaux méthaniens	327	335	338	336	333	331	439	457	471
Total	5 692	5 775	6 033	5 976	6 133	6 370	6 282	6 418	6 400
dont pertes	137	134	187	130	124	84	101	128	75
Total hors pertes	5 555	5 642	5 846	5 847	6 010	6 285	6 181	6 290	6 325

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Figure 3.2.3 : pertes sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

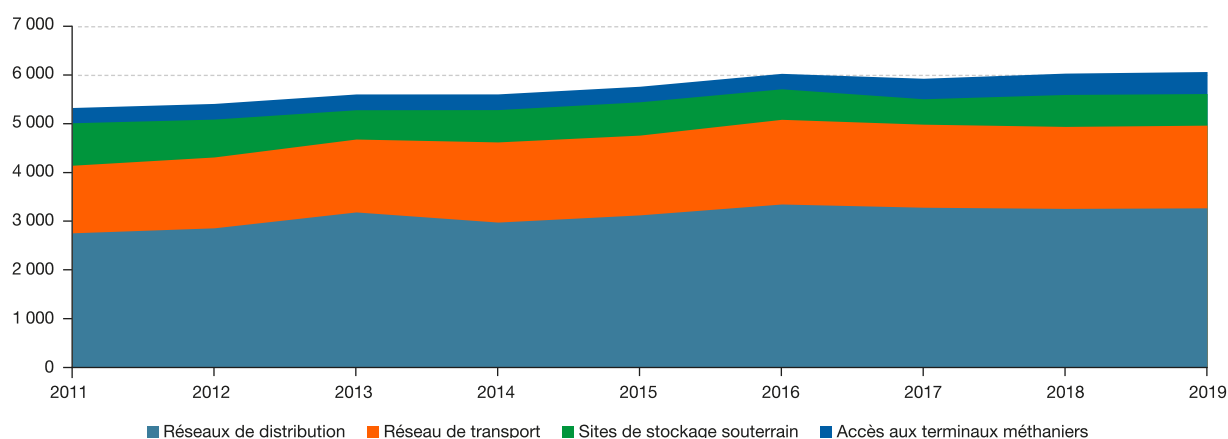
	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉
Réseau de transport	3,5	73	3,1	46	3,2	58	2,9	68	3,1	42
Réseaux de distribution	2,1	44	2,2	33	2,2	39	2,1	49	2,0	28
Sites de stockage souterrain	0,3	7	0,4	6	0,2	4	0,5	11	0,4	6
Total	6,0	124	5,7	84	5,6	101	5,5	128	5,5	75

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Figure 3.2.4 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières (hors valeur des pertes physiques)

En M€₂₀₁₉



Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Outre le grisou, du biométhane, obtenu par épuration de biogaz, est injecté dans les réseaux de gaz naturel depuis 2012 (figure 3.2.5). Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière, doublant en moyenne chaque année. En 2019, 1 235 GWh ont ainsi été injectés sur les réseaux, soit près du double de l'année précédente, pour

un coût de 128 M€ et un surcoût, par rapport à l'achat de gaz naturel, de 111 M€. En fin d'année 2019, 123 installations, d'une capacité d'injection de 2 204 GWh/an, sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 1 085 projets supplémentaires, représentant une capacité de près de 24 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 3.2.5 : injections de biométhane

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉
Injections de biométhane	0,1	9,2	0,2	22,5	0,4	41,3	0,7	73,9	1,2	127,6
dont subvention	-	7,5	-	19,2	-	33,9	-	57,1	-	111,2

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, CRE

3.3 La transformation de charbon : net recul de l'activité de la filière fonte

3.3.1 LES COKERIES

Les cokeries sont des usines constituées de batteries de fours à coke, parfois plusieurs dizaines, dans lesquels le coke est obtenu par pyrolyse d'une variété de charbon primaire. Les cokeries peuvent être regroupées avec d'autres installations de la chaîne de fabrication, de traitement et de finition de produits en acier (hauts-fourneaux, aciéries et laminoirs), dans des sites sidérurgiques dits intégrés. C'est le cas en France, où trois cokeries sont encore en activité, à Dunkerque, Florange et Fos-sur-Mer.

L'activité des cokeries françaises est relativement stable ces dernières années, celles-ci transformant chaque année

environ 3,1 Mtep de charbon primaire en 2,2 Mtep de charbon dérivé (du coke, mais aussi de petites quantités de goudron de houille). Le processus de fabrication du coke débouche également sur la production de 0,7 Mtep de gaz fatal, dont une partie (0,1 Mtep en 2019) est réutilisée pour chauffer les fours à coke. La marge de cokéfaction, différence entre la valeur du coke, du goudron de houille et des gaz dérivés produits et celle du charbon primaire et des gaz dérivés consommés, s'élève à 476 M€ en 2019. Elle est en nette hausse, en raison notamment du repli de la valeur du charbon primaire consommé, tandis que, dans le même temps, celle du charbon dérivé produit est restée stable (*figure 3.3.1.1*).

Figure 3.3.1.1 : consommation et production des cokeries

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Consommation totale	3,27	476	3,25	463	3,58	944	3,55	806	3,44	743
Charbon primaire	3,15	447	3,06	419	3,18	827	3,13	728	3,05	667
Gaz dérivés	0,12	29	0,19	45	0,39	118	0,41	78	0,38	75
Production totale	2,89	936	2,75	846	2,94	1 194	2,93	1 225	2,86	1 218
Charbon dérivé	2,24	779	2,18	711	2,26	939	2,27	1 057	2,21	1 055
Gaz dérivés	0,66	157	0,57	135	0,67	254	0,66	167	0,65	163
Consommation totale nette	0,37	-	0,50	-	0,64	-	0,62	-	0,58	-
Marge de cokéfaction	-	460	-	383	-	249	-	418	-	476

Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des cokeries.

Sources : SDES, enquête sur les produits du charbon dans l'industrie sidérurgique ; Insee

3.3.2 LES HAUTS-FOURNEAUX

Un haut-fourneau est une installation industrielle destinée à simultanément désoxyder et fondre les métaux contenus dans un minerai, par la combustion de coke, riche en carbone. En général, le haut-fourneau transforme du minerai de fer en fonte liquide, et le coke sert à la fois de combustible et d'agent réducteur. Même si la fonte produite a certaines utilisations directes, cet alliage est généralement destiné à être affiné dans des aciéries. Les hauts-fourneaux, bien qu'ayant pour finalité la production de fonte, sont considérés dans le présent bilan comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie, conformément à la méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie.

Six hauts-fourneaux sont encore en activité en France,

après l'arrêt de ceux du site de Florange en avril 2013. Trois se situent dans le complexe sidérurgique de Dunkerque, deux dans celui de Fos-sur-Mer et un à Pont-à-Mousson.

En 2019, les hauts-fourneaux ont consommé 4,8 Mtep de produits charbonniers, dont 2,3 Mtep de charbon dérivé, principalement du coke (*figure 3.3.2.1*). Nette des gaz fatals produits lors du processus de production, la consommation totale des hauts-fourneaux s'élève à 3,6 Mtep. Cette consommation est en baisse sensible par rapport à 2018, suivant celle de la production de fonte (*figure 3.3.2.2*). La dépense correspondante s'établit à 1,4 milliard d'euros, en augmentation sur un an, la hausse des prix faisant plus que compenser la baisse du volume consommé. Elle reste toutefois inférieure aux niveaux atteints au début de la décennie, du fait principalement de prix encore inférieurs.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

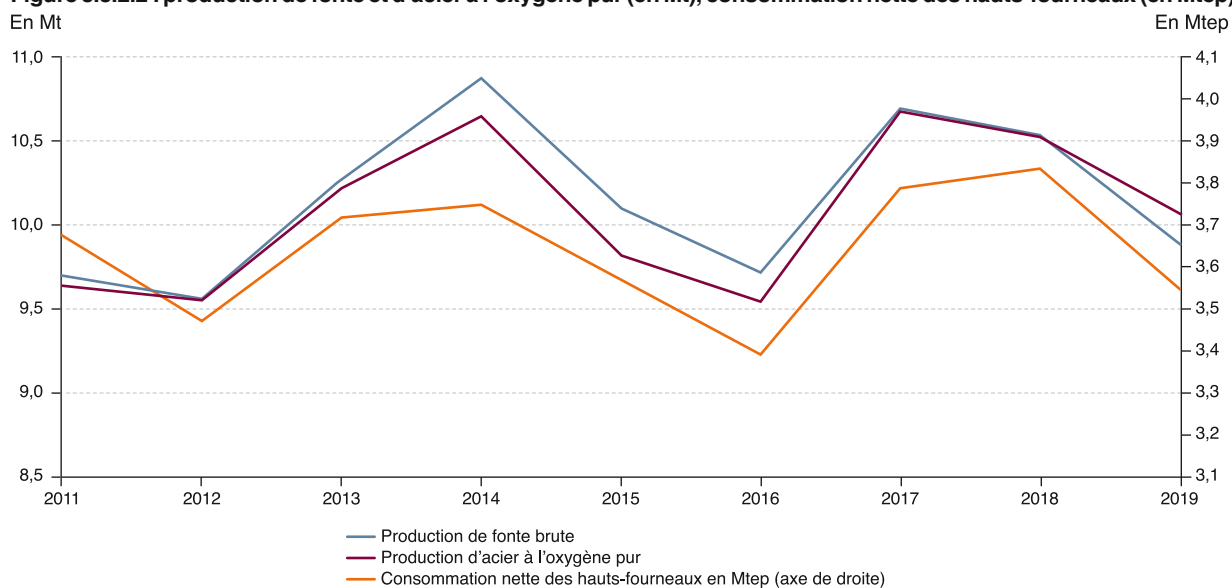
Figure 3.3.2.1 : consommation et production des hauts-fourneaux

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Consommation totale	4,77	1 287	4,41	1 261	5,21	1 776	5,23	1 660	4,84	1 719
Charbon primaire	1,60	291	1,51	275	1,83	511	1,77	453	1,58	384
Charbon dérivé	2,25	778	2,17	814	2,32	976	2,43	1 020	2,34	1 156
Gaz dérivés	0,92	219	0,73	172	1,06	289	1,02	187	0,92	178
Production totale	1,20	287	1,02	241	1,42	537	1,40	354	1,30	326
Gaz dérivés	1,20	287	1,02	241	1,42	537	1,40	354	1,30	326
Consommation totale nette	3,57	1 000	3,39	1 020	3,79	1 238	3,83	1 306	3,55	1 393

Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des hauts-fourneaux.

Sources : SDES, enquête sur les produits du charbon dans l'industrie sidérurgique ; Insee

Figure 3.3.2.2 : production de fonte et d'acier à l'oxygène pur (en Mt), consommation nette des hauts-fourneaux (en Mtep)



Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des hauts-fourneaux.

Source : calculs SDES

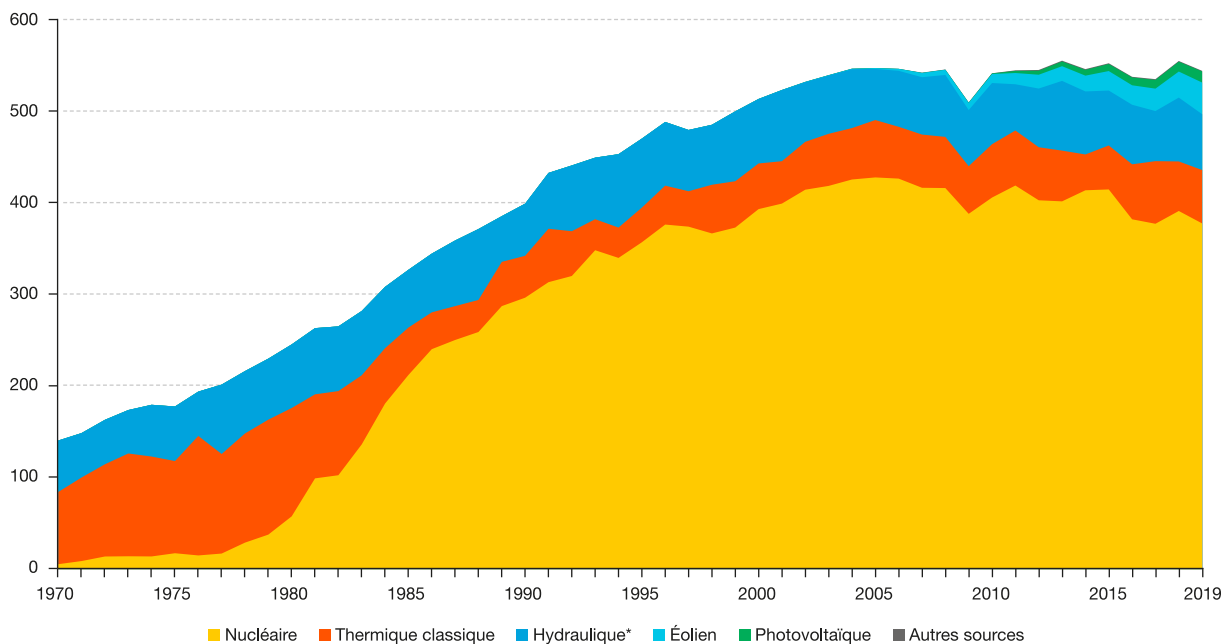
3.4 Baisse de la production d'électricité en raison du recul de la production nucléaire

3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité en France est relativement stable depuis le milieu des années 2000, son niveau fluctuant principalement avec la disponibilité du parc nucléaire et l'activité des barrages hydrauliques, même si l'éolien et le photovoltaïque occupent une place croissante dans le bouquet

de production (*figures 3.4.1.1 et 3.4.1.2*). Nette de la consommation des auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales, elle s'établit à 547 TWh en 2019, en baisse de 1,9 % par rapport à 2018. Le nucléaire représente 69 % de la production totale d'électricité devant l'hydraulique (11 %), le thermique classique (11 %), l'éolien (6 %) et le photovoltaïque (2 %).

Figure 3.4.1.1 : production nette d'électricité
En TWh



* Y compris énergie marémotrice.

Source : calculs SDES, d'après RTE, EDF et producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.2 : production nette d'électricité

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Production nucléaire	417		384		379		393		379	
<i>dont Arenh</i>	16	711	0	0	82	3 524	96	4 094	120	5 057
Production hydraulique*	60		65		55		70		61	
<i>dont hydraulique sous OA</i>	5	387	6	441	5	387	7	514	6	491
<i>dont subventions OA</i>		176		222		164		206		225
Production éolienne	21		21		25		29		35	
<i>dont éolien sous OA</i>	21	1 950	21	1 905	24	2 176	28	2 537	34	3 016
<i>dont subventions OA</i>		1 063		1 035		1 135		1 203		1 605
Production photovoltaïque	8		9		10		11		12	
<i>dont photovoltaïque sous OA</i>	8	3 040	9	3 097	10	3 264	11	3 290	12	3 534
<i>dont subventions OA</i>		2 725		2 780		2 855		2 740		3 033
Production thermique renouvelable et géothermie	9		9		9		10		10	
<i>dont sous OA</i>	6	708	7	818	7	876	8	988	8	1 093
<i>dont subventions OA</i>		427		514		558		630		730
Production thermique non renouvelable	40		52		60		45		49	
<i>dont sous OA</i>	10	1 894	11	1 882	12	1 995	12	2 230	12	2 337
<i>dont subventions OA</i>		1 378		1 323		1 346		1 593		1 667
Autre (Interconnexion**)		41		36		38		43		42
<i>dont subventions</i>		6		3		5		13		6
Production subventionnée hors OA en ZNI***		3		2		3		3		2
<i>dont subventions</i>		850		877		853		844		885
<i>dont subventions</i>		619		635		606		588		632
Total production France entière	555		540		538		558		547	
Subventions totales (y compris interconnexions et charges de péréquation dans les ZNI)		6 394		6 513		6 668		6 973		7 898

* Y compris énergies marines.

** Interconnexion : correspond à l'électricité achetée via la liaison à courant continu Italie-Corse-Sardaigne.

*** ZNI : zones non interconnectées au réseau d'électricité métropolitain continental. Elles incluent la Corse, les DOM ainsi que les îles du Ponant et Chausey.

Note : ne sont valorisées monétairement dans ce tableau que les productions sous obligation d'achat (OA) ou bénéficiant de compléments de rémunération, ainsi que la production d'origine nucléaire vendue dans le cadre du mécanisme de l'Arenh.

Source : calculs SDES

Nucléaire

Après une année de hausse et à la suite d'une moindre disponibilité des centrales, la production nette d'électricité nucléaire recule de 3,5 % en 2019, à 379 TWh, et retombe à son niveau de l'année 2017 (cf. 2.2.2). 120 TWh, soit 32 % de la production nucléaire, ont été rachetés à EDF par les fournisseurs alternatifs dans le cadre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), pour un montant de 5,1 Md€.

Hydraulique

La production hydraulique dépend fortement du débit des cours d'eau et, par conséquent, de la pluviométrie. Après une forte production en 2018, la production hydraulique nette

(y compris énergies marines) diminue de 13 % sur un an, à 61 TWh (cf. 2.2.3), en raison de conditions climatiques moins favorables. Environ 7,5 % de la production, soit un peu plus de 4,6 TWh, est assurée par des stations de transfert d'énergie par pompage (Step). Ces installations hydroélectriques sont des moyens de stockage de l'électricité : elles pompent l'eau d'une retenue inférieure à une retenue supérieure pendant les heures où l'électricité est bon marché ; elles la turbinent ensuite en sens inverse lorsque le prix de l'électricité est élevé.

En 2019, 6 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat, dont ne peuvent bénéficier que les installations de faible puissance, inférieure à 12 MW. Celles-ci ont revendu leur production aux acheteurs obligés pour 491 M€.

Éolien

La production éolienne progresse à nouveau en 2019, augmentant de 21 % sur un an, pour s'établir à 35 TWh (cf. 2.2.3). Le coût pour l'État du soutien à l'électricité d'origine éolienne augmente plus rapidement, en raison de la baisse des prix de gros par rapport auxquels est déterminée la subvention, pour atteindre 1,6 Md€ (+ 33 %).

Solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque progresse sur un an de 12 % en 2019, à 12 TWh (cf. 2.2.3). Elle demeure celle dont le soutien par l'État, via le dispositif d'obligation d'achat et de complément de rémunération, est le plus élevé. Toutefois, le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque auprès des installations nouvellement raccordées ayant fortement baissé ces dernières années, le coût de ce soutien (3,0 Md€ en 2019) augmente moins rapidement que les volumes achetés correspondants.

Thermique classique

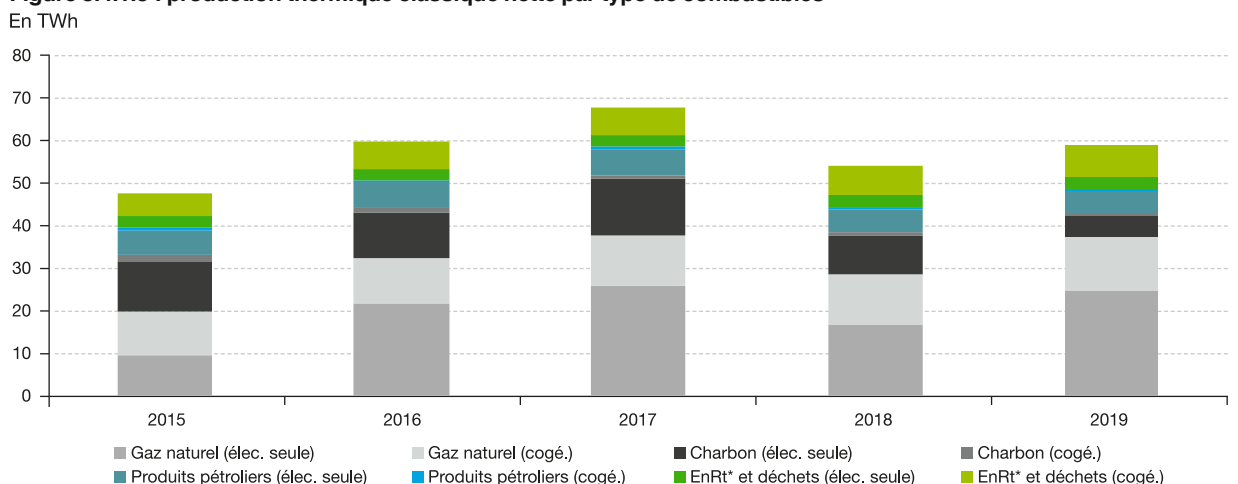
L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est, pour l'essentiel, assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. En baisse régulière au début de la décennie, du fait de la fermeture de centrales à charbon et au fioul pour des raisons environnementales, celle-ci a atteint un point bas en 2014. Elle a ensuite rebondi

nettement les trois années suivantes (+ 23 % en 2015, + 25 % en 2016 et + 14 % en 2017), dans un contexte de repli de la production nucléaire et stimulée par la relance des centrales au gaz naturel. En 2018, à la suite du rebond de la production nucléaire, la production thermique a chuté de 21 %. En 2019, elle progresse à nouveau de 8 %, pour s'établir à 59 TWh (figure 3.4.1.3).

Parmi les centrales thermiques ne produisant que de l'électricité, celles fonctionnant au gaz affichent en moyenne le meilleur rendement, convertissant 50 % de l'énergie contenue dans le combustible en électricité, soit plus de dix points au-dessus de celles utilisant des produits pétroliers, du charbon ou des énergies renouvelables et des déchets. En effet, la transformation de gaz en électricité est aujourd'hui essentiellement assurée (hors cogénération) par des centrales à cycle combiné, plus efficaces d'un point de vue énergétique que les centrales thermiques traditionnelles. La cogénération d'électricité et de chaleur présente par ailleurs un rendement énergétique global supérieur à celui de la production isolée d'électricité, pour toutes les formes d'énergie.

Les centrales thermiques utilisant des énergies renouvelables et de récupération (biomasse, biogaz, déchets) ainsi que celles de cogénération peuvent bénéficier, sous conditions, du mécanisme d'obligation d'achat ou de celui des compléments de rémunération. La production électrique dans le cadre de ces dispositifs s'est élevée à 20 TWh en 2019, subventionnés à hauteur de 2,4 Md€.

Figure 3.4.1.3 : production thermique classique nette par type de combustibles



* EnRt : énergies renouvelables thermiques.

Note : en 2019, 37 TWh d'électricité ont été produits par combustion de gaz naturel, dont 13 TWh à l'aide d'un procédé de cogénération.

Source : calculs SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

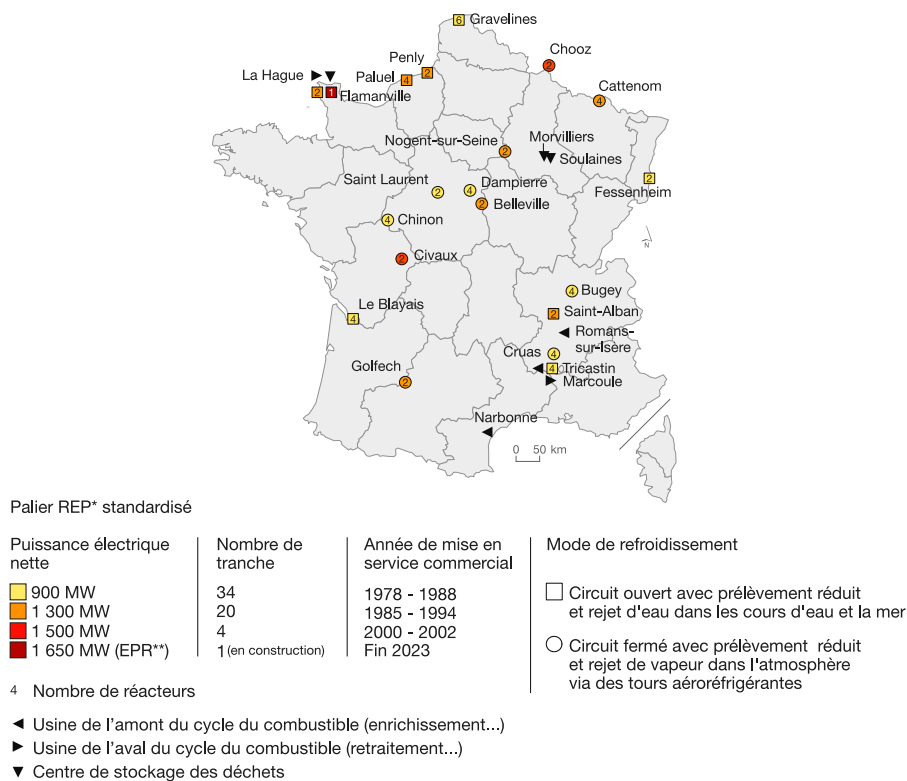
Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 72 TWh d'électricité qui sont vendus aux acheteurs obligés ou bénéficient de compléments de rémunération en 2019, pour un montant de 10,5 Md€, dont plus de la moitié subventionnée par l'État.

Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 2,0 Md€ en 2019, sont accordées par l'État aux producteurs situés

dans les zones non interconnectées, dans le cadre de la péréquation géographique tarifaire¹. Ces compensations visent à ne pas répercuter les surcoûts de production (liés aux contraintes plus fortes pour assurer l'équilibre entre offre et demande du fait du caractère insulaire du territoire) sur le tarif moyen de vente au client final, et ainsi à garantir que celui-ci soit similaire à celui de la France continentale.

Principales installations de production d'électricité en France par filière

Figure 3.4.1.4 : sites nucléaires, situation au 31 décembre 2019

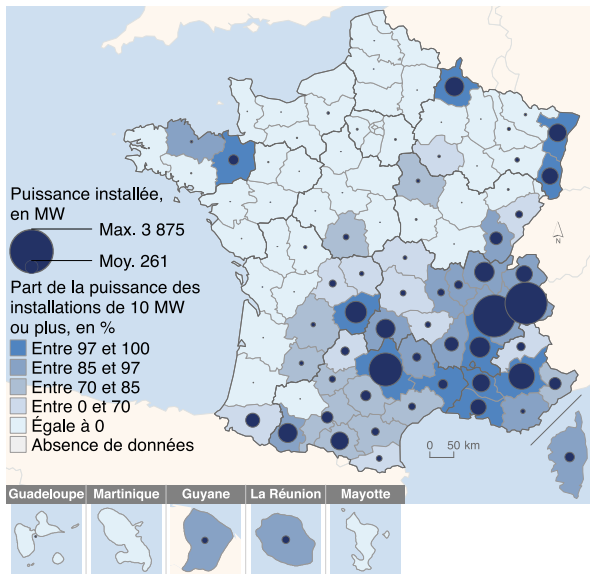


* REP : réacteur à eau pressurisée.
 ** EPR : réacteur pressurisé européen.
 Source : DGEC

¹ Il est fait l'hypothèse, dans le compte présenté ici, que la totalité du surcoût est liée à la production, alors qu'en réalité une partie provient de la gestion du réseau. Les activités de production, distribution et fourniture d'électricité étant, par dérogation au droit européen, intégrées dans les zones non interconnectées, il n'est en effet pas possible d'identifier séparément les deux composantes.

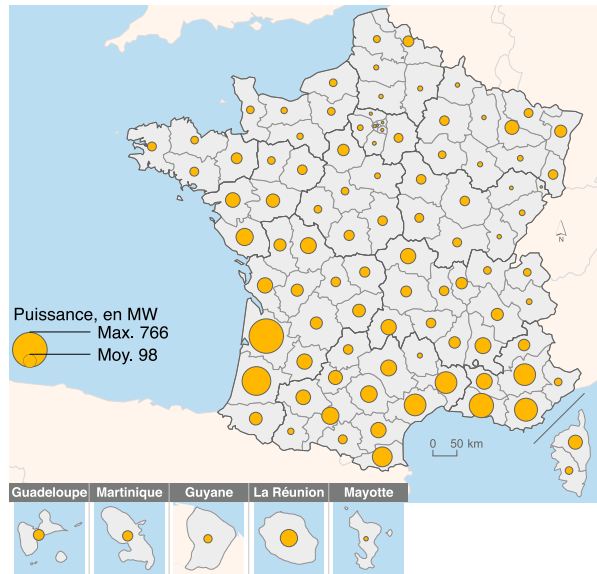
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Figure 3.4.1.5 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2019



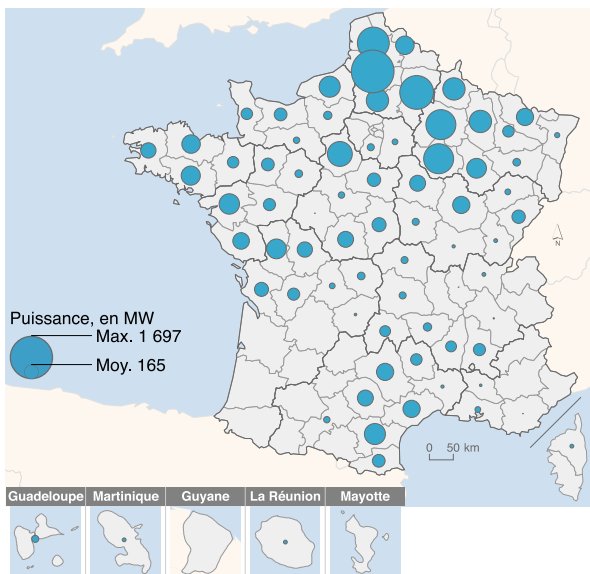
Source : calculs SDES, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.7 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2019
En MW



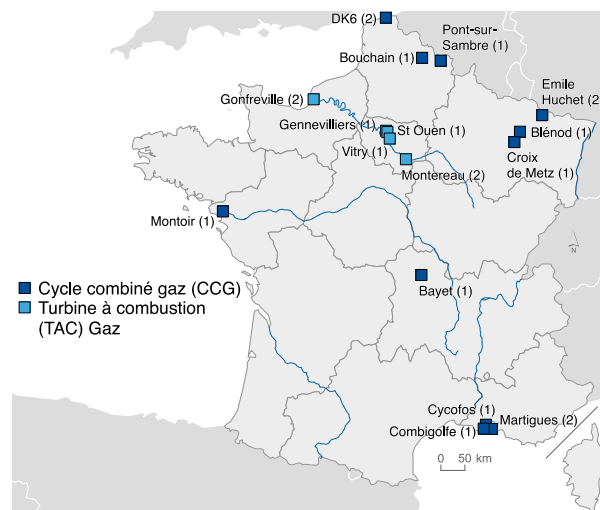
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.6 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2019
En MW



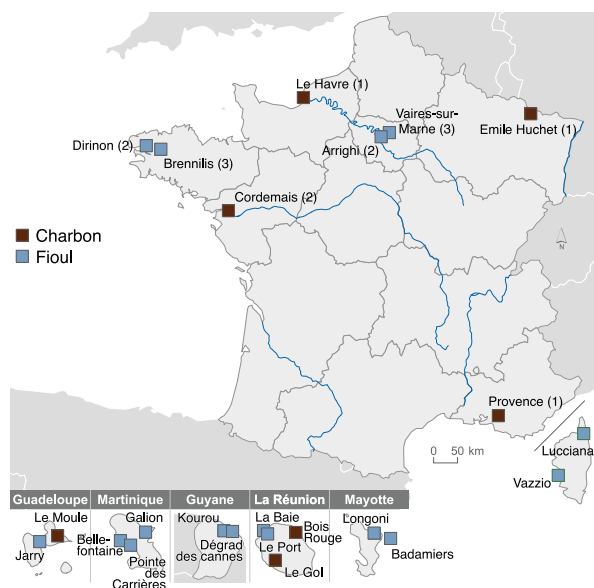
Source : calculs SDES, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.8 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2019



Source : RTE

Figure 3.4.1.9 : centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2019



Source : RTE

3.4.2 TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Le réseau d'électricité, qui permet son acheminement depuis les lieux de production jusqu'à ceux de consommation, se compose de deux niveaux. Le réseau de transport, géré par RTE sur le territoire continental, comprend les lignes à très haute tension (« HTB »). D'une longueur totale d'environ 106 000 km, il permet d'acheminer la très grande majorité de l'électricité produite au réseau de distribution et à quelques

très gros consommateurs. Les réseaux de distribution, auxquels sont raccordés la grande majorité des consommateurs et la quasi-totalité des petits producteurs, comprennent les lignes à moyenne et basse tension (« HTA » et « BT »), d'une longueur cumulée de plus de 1,3 million de kilomètres. Enedis est le gestionnaire d'un réseau couvrant 94 % des clients du territoire continental, 117 entreprises locales de distribution se répartissant le reste. EDF SEI, acteur intégré (également producteur et fournisseur), gère les réseaux des zones non interconnectées, sauf à Mayotte où la gestion est assurée par Électricité de Mayotte.

Transport et distribution confondus, la rémunération des gestionnaires de réseaux pour leurs missions, dont l'acheminement de l'électricité en France, s'est élevée à 14,7 Md€ en 2019 (figure 3.4.2.1). Cette somme, payée par les consommateurs via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe), comprend notamment la valeur des pertes physiques d'électricité sur les réseaux, qui doivent être achetées sur le marché par les gestionnaires (cf. 1.7.2). Ces pertes se sont élevées à 38 TWh en France en 2019, entraînant une charge de 1,7 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), une rémunération de 13,1 Md€ en 2019 a donc été perçue par les gestionnaires de réseaux afin de financer le développement, la maintenance et l'exploitation des réseaux ainsi que les missions associées (relève/comptage, mise en service, dépannage, mise à disposition de données, etc.). Le coût du réseau pour les consommateurs, y compris les pertes, diminue de 1,3 % en 2019, en raison notamment d'une baisse de 1,1 % des volumes de consommation sur un an, après quatre années de hausse (+ 0,8 % en moyenne sur la période 2014-2018).

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 71 % et 29 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2019. Les coûts unitaires des réseaux de distribution et de transport sont en 2019 proches de ceux de 2018.

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Réseau de transport	440	4 154	449	4 092	446	4 259	441	4 352	436	4 278
dont pertes	10	481	11	482	11	515	11	450	11	460
Réseaux de distribution	400	10 409	408	10 650	406	10 545	403	10 566	399	10 446
dont pertes	26	1 293	26	1 209	27	1 195	28	1 219	27	1 201
Utilisation des réseaux	475	14 563	484	14 743	482	14 804	478	14 918	472	14 724
dont pertes	36	1 774	37	1 691	39	1 710	39	1 669	38	1 660

Note : le réseau de transport a acheminé 436 TWh d'électricité en 2019 et a perçu pour cela une rémunération de 4 278 M€, dont 460 M€ correspondent à l'achat de 11 TWh dissipés lors de ce transport.

Source : calculs SDES, d'après les gestionnaires de réseaux

3.5 Production de chaleur commercialisée : la part des énergies renouvelables poursuit sa progression

En 2019, 47 TWh de chaleur destinée à la vente ont été produits en France. Nets des pertes de distribution, ce sont *in fine* 43 TWh qui ont été livrés aux consommateurs, dont plus de la moitié provient des réseaux de chaleur.

3.5.1 RÉSEAUX DE CHALEUR

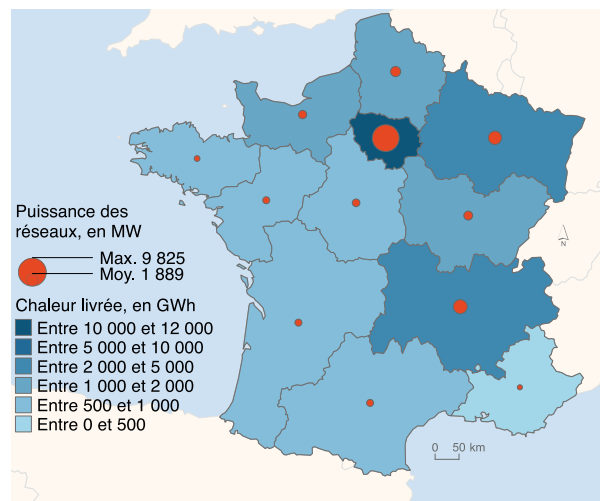
Les réseaux de chaleur sont généralement mis en place par des collectivités locales afin de chauffer, à partir d'une chaufferie collective, des bâtiments publics ou privés situés sur leur territoire. Des réseaux peuvent également être d'initiative privée. Leur taille varie fortement, allant du petit réseau de chaleur biomasse situé en zone rurale jusqu'à celui de Paris, de taille très importante et alimenté par de multiples centrales de production (figure 3.5.1.1). Les réseaux de chaleur sont particulièrement adaptés aux zones urbaines denses. Ils permettent également d'exploiter une ressource locale, difficile d'accès ou à mobiliser, comme la géothermie, ou la récupération de chaleur auprès d'une unité d'incinération d'ordures ménagères ou d'un site industriel par exemple. En 2019, on dénombre près de 800 réseaux de chaleur en France, d'une puissance thermique totale d'environ 23 GW, dont près de 10 GW concentrés dans la seule région Île-de-France.

En 2019, les réseaux ont livré aux consommateurs près de 26 TWh de chaleur (nette des pertes de distribution), en très légère hausse de 0,7 % par rapport à 2018. À cette fin, ils ont consommé environ 34 TWh d'énergie (la différence avec la quantité livrée comprenant les pertes de transformation et celles de distribution). Le bouquet énergétique des réseaux demeure dominé par le gaz naturel, qui représente 35 % de leur consommation, suivi de la chaleur issue de la valorisation des déchets urbains (24 %) et de la biomasse (23 %). Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, poursuivent leur déclin et ne représentent plus que 4 % du bouquet énergétique des réseaux (contre 60 % en 1990). À l'inverse, la part des

énergies renouvelables a plus que doublé depuis le début de la décennie, pour atteindre 44 % en 2019 (3 points de plus qu'en 2018) - (figures 3.5.1.2 et 3.5.1.3). En incluant les énergies de récupération telles que la part non renouvelable des déchets urbains ou la chaleur industrielle récupérée, la part d'énergies renouvelables et de récupération atteint 56 % en 2019.

Plus du quart des réseaux de chaleur (27 %) possèdent un équipement de cogénération. En 2019, la chaleur produite par cogénération dans les réseaux de chaleur, puis livrée aux consommateurs, représente environ 5 TWh (soit 17 % du total des livraisons des réseaux).

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2019

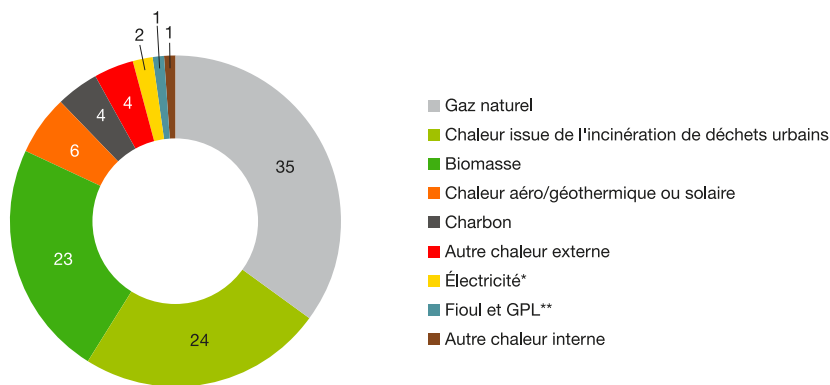


Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Figure 3.5.1.2 : bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2019

En %



* Comprend la consommation des chaudières électriques et la consommation annexe des auxiliaires.

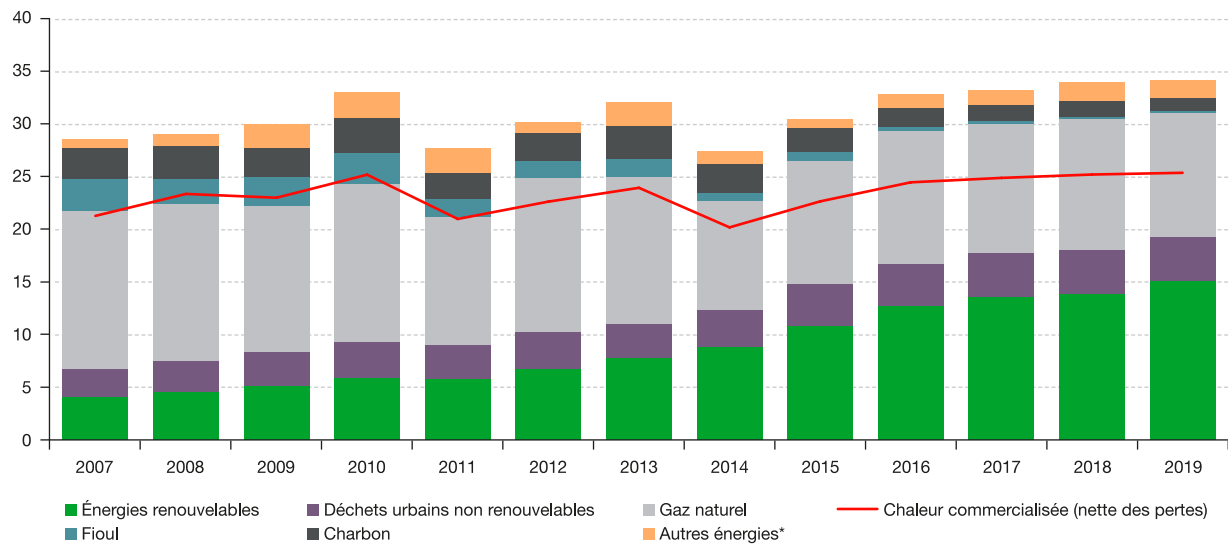
** GPL : gaz de pétrole liquéfié.

Note : hors proportion de combustibles utilisée pour la production d'électricité lorsque le réseau de chaleur utilise un procédé de cogénération.

Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

Figure 3.5.1.3 : consommation d'énergie par source dans les réseaux de chaleur

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)



* GPL, gaz de récupération, chaudières électriques, chaleur industrielle, consommation électrique des pompes à chaleur, cogénération externe non renouvelable, autres combustibles non renouvelables.

Note : hors proportion de combustibles utilisée pour la production d'électricité lorsque le réseau de chaleur utilise un procédé de cogénération.

Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

3.5.2 CHALEUR COGÉNÉRÉE VENDUE HORS DES RÉSEAUX DE CHALEUR

En 2019, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 46 TWh de chaleur, dont 22 TWh ont été livrés, nets des pertes de distribution, à des utilisateurs tiers (*figure 3.5.2.1*). Tout le reste, soit 54 % de la chaleur produite par cogénération, correspond, outre les pertes, à de la chaleur autoconsommée, c'est-à-dire

utilisée par l'entreprise elle-même. En effet, plus de la moitié de la chaleur produite par cogénération l'est par des autoproducteurs, c'est-à-dire des entreprises qui produisent électricité et chaleur pour les besoins propres de leur activité et peuvent en revendre le surplus à titre secondaire.

En 2019, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (39 %), des déchets urbains (ménagers, hospitaliers et du tertiaire : 15 %) et du bois (12 %).

Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2019 (hors réseaux de chaleur)

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)

	Électricité issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur	Chaleur issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur		
		Total chaleur	Chaleur commercialisée (nette des pertes de distribution)	Pertes et chaleur autoconsommée
Production totale	17,8	45,7	21,7	24,1
Produits charbonniers	0,7	2,4	0,4	2,0
Produits pétroliers	0,4	4,6	0,1	4,5
Gaz naturel	9,5	18,0	7,4	10,6
Déchets	2,0	6,9	6,4	0,4
<i>dont déchets urbains</i>	<i>1,9</i>	<i>6,7</i>	<i>6,3</i>	<i>0,4</i>
Bois et résidus agricoles	1,8	5,7	4,0	1,7
Résidus de papeterie, liqueur noire	0,7	4,7	1,9	2,9
Biogaz	2,1	1,7	0,3	1,5
Autres combustibles	0,7	1,8	1,3	0,5

Note : les colonnes « Total chaleur » et « Pertes et chaleur autoconsommée » incluent la chaleur autoconsommée. Toutefois, cette dernière, n'étant pas vendue à des tiers mais consommée directement par le producteur, n'est in fine pas comptabilisée dans le bilan de la chaleur (dont le périmètre est celui de la chaleur commercialisée) ; ce sont les combustibles utilisés pour produire la chaleur autoconsommée qui sont comptabilisés comme consommations finales dans le bilan des autres formes d'énergie.

Source : SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité et enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid.

partie 4

La consommation d'énergie par forme d'énergie en France

— La consommation primaire diminue en 2019 de 1,4 % en données réelles, à 245,3 Mtep. Après correction des variations climatiques (CVC), cette baisse s'élève à 1,5 %, les températures hivernales ayant été légèrement moins douces en 2019 qu'en 2018. Les poids dans le bouquet énergétique du nucléaire et du charbon déclinent en 2019, tandis que ceux des énergies renouvelables thermiques, du pétrole et du gaz naturel progressent. La consommation finale diminue modérément à climat constant, de 0,9 %. Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 167,8 Md€ en 2019 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Les produits pétroliers représentent plus de la moitié de cette dépense nationale en énergie et l'électricité près d'un tiers, loin devant les autres énergies.



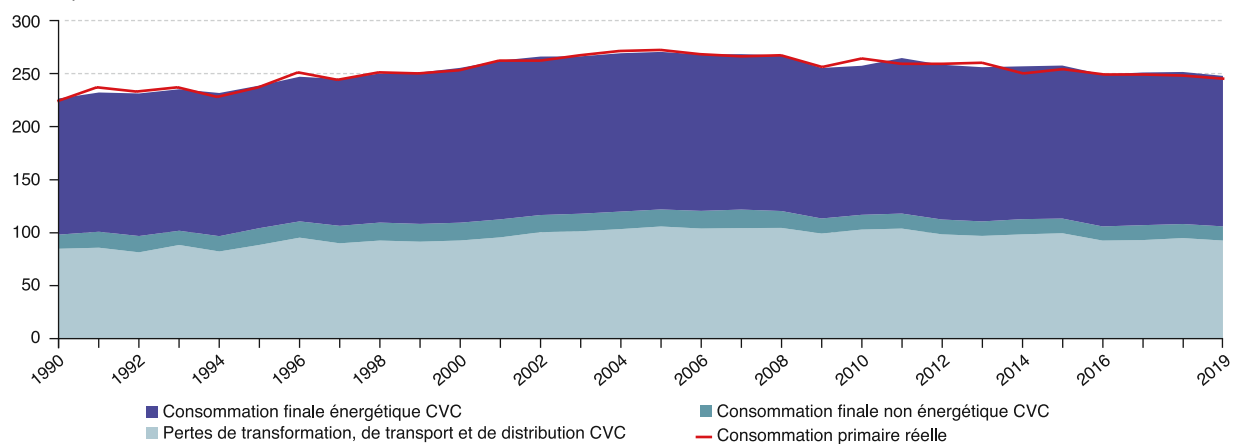
4.1 Baisse de la consommation primaire à climat constant

La consommation primaire baisse en 2019 en données réelles (- 1,4 %), à 245,3 Mtep (figure 4.1.1). Corrigée des variations climatiques (CVC), elle diminue très légèrement plus (- 1,5 %). En effet, les besoins de chauffage sont un petit plus importants en 2019 qu'en 2018, du fait d'une très légère hausse de la rigueur climatique de la période de chauffe, mesurée par le nombre de degrés-jours unifiés (DJU) - (figure 4.1.2).

Les besoins en climatisation ont également été plus élevés en 2019 en raison d'un été plus chaud. Sur le plus long terme, la consommation primaire CVC tend à baisser à un rythme modéré depuis le milieu des années 2000. Depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de consommation d'énergie (encadré page 65), la consommation primaire a baissé de 4,1 %, soit de 0,6 % en moyenne annuelle, à climat constant.

Figure 4.1.1 : consommation primaire totale et par usage

En Mtep

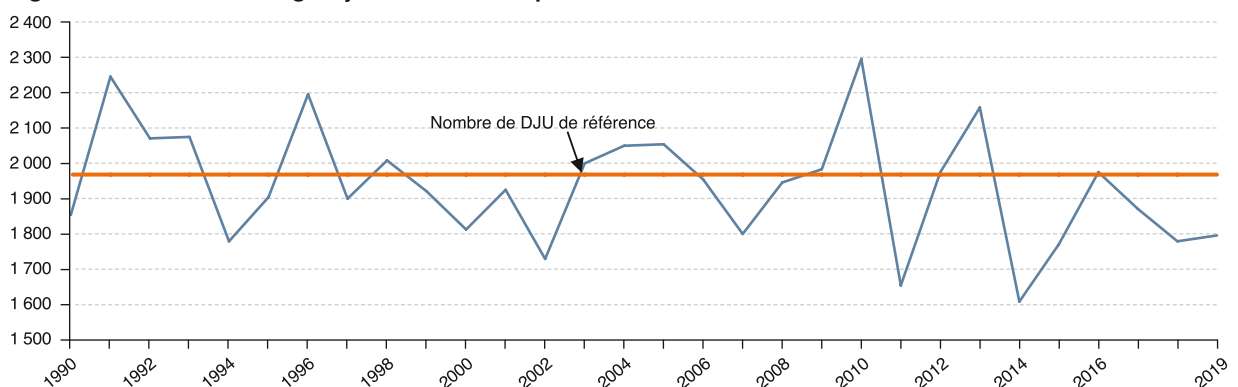


Note : les pertes de transformation, de transport et de distribution intègrent la consommation d'énergie des entreprises du secteur de la transformation pour leur usage propre ainsi qu'un écart statistique.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

Figure 4.1.2 : nombre de degrés-jours unifiés de la période de chauffe



Source : calculs SDES, d'après Météo-France

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

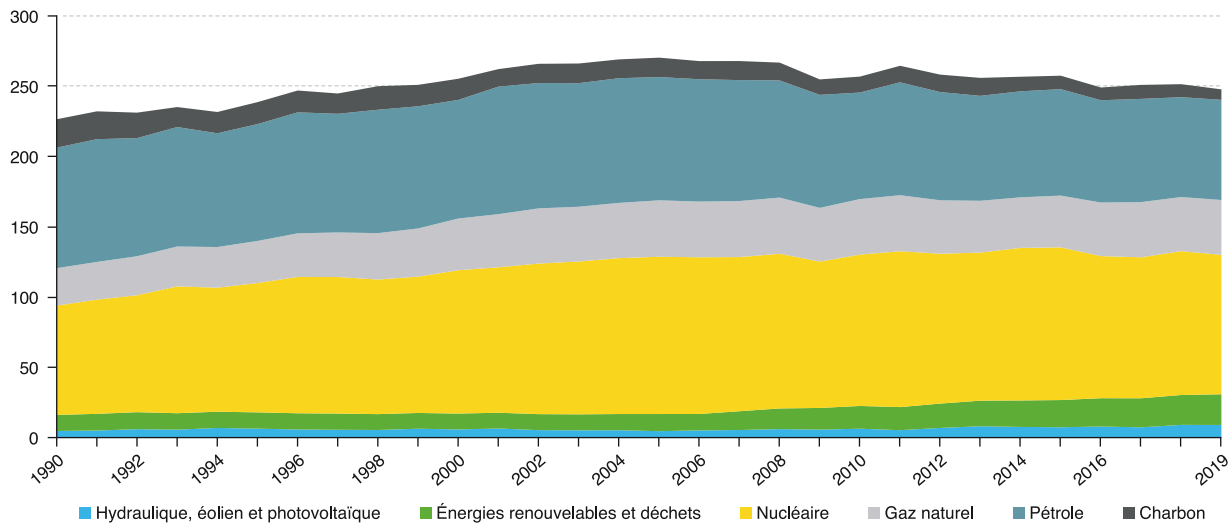
La consommation primaire peut être décomposée comme la somme de la consommation finale (à usage énergétique ou non) et des pertes de transformation, transport et distribution d'énergie (à l'écart statistique près). Ces dernières, corrigées des variations climatiques, s'établissent à 93,1 Mtep en 2019, diminuant ainsi de 2,4 %. Cette baisse s'explique par le recul de la production nucléaire et par celui des pertes de chaleur induites (cf. 2.2.2) et, dans une moindre mesure, par celui de la consommation de charbon de la filière fonte (cf. 3.3). Elle est toutefois atténuée par le fait que, en conséquence de la baisse de la production des centrales nucléaires et de celle des installations hydroélectriques, les centrales thermiques classiques de production d'électricité ont été davantage sollicitées, entraînant une hausse des pertes de transformation associées (cf. 3.4.1). La consommation finale à usage énergétique décroît également

à climat constant, de 1,0 %, à 142,1 Mtep (cf. 5.1). Depuis 2012, la consommation finale à usage énergétique a baissé de 2,8 %, soit de 0,4 % en moyenne annuelle, à climat constant. À l'inverse, la consommation finale à usage non énergétique rebondit de 0,9 %, à 13,4 Mtep.

Les poids du nucléaire et du charbon dans le mix énergétique déclinent en 2019 (figure 4.1.3). En effet, à climat constant, les consommations primaires de ces deux formes d'énergie baissent respectivement de 3,1 % et 19,6 %. À l'inverse, les consommations primaires de gaz naturel et d'énergies renouvelables thermiques et déchets progressent respectivement de 1,5 % et 2,7 %. Le bouquet énergétique primaire CVC se compose de 40 % de nucléaire, 29 % de pétrole, 16 % de gaz, 12 % d'énergies renouvelables et déchets et 3 % de charbon.

Figure 4.1.3 : consommation primaire par forme d'énergie

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : la consommation d'énergie nucléaire correspond à la quantité de chaleur dégagée par la réaction nucléaire (qui est ensuite convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

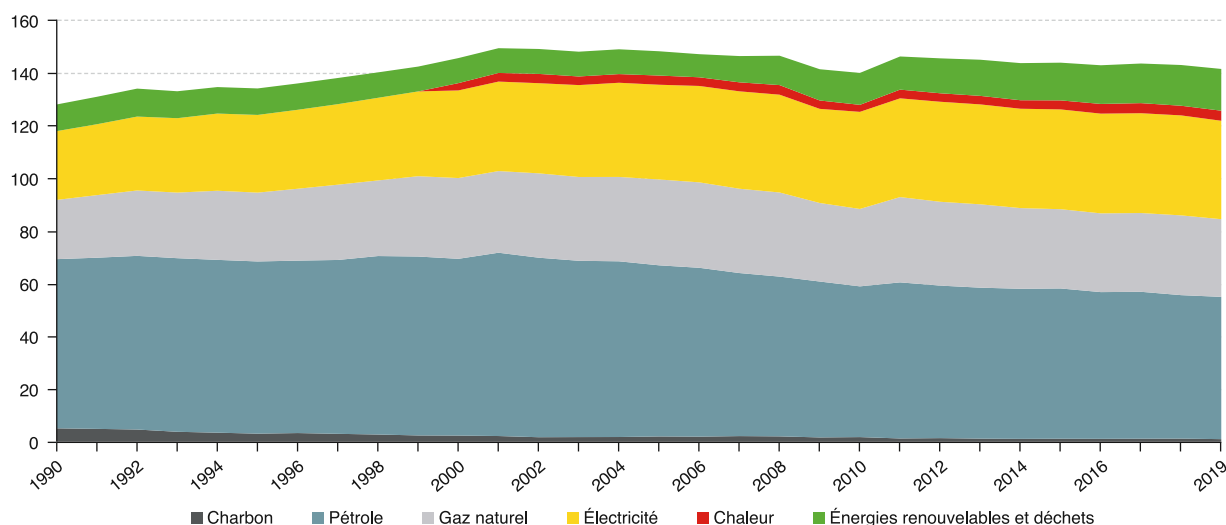
Le bouquet énergétique final CVC reste, quant à lui, dominé par le pétrole. Ce dernier subit moins de pertes lors du processus de transformation de l'énergie que la chaleur nucléaire, dont seul un tiers est converti en électricité (figure 4.1.4). Les produits pétroliers représentent ainsi 38 % de la consommation finale à usage énergétique, devant

l'électricité (26 %), le gaz (21 %), les énergies renouvelables et les déchets (11 %), la chaleur (3 %) et le charbon (1 %). Conformément à la tendance observée depuis le milieu des années 2000, la part des énergies fossiles dans le bouquet baisse en 2019, au profit des énergies renouvelables.

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Figure 4.1.4 : consommation finale à usage énergétique par forme d'énergie

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : la chaleur n'est isolée que depuis 2000.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 167,8 Md€ en 2019 pour satisfaire leurs besoins en énergie, montant en légère diminution en euros constants par rapport à 2018 (figure 4.1.5). Les produits pétroliers représentent plus de la moitié de cette dépense nationale en

énergie et l'électricité près d'un tiers, loin devant les autres énergies. Ces proportions sont supérieures aux parts respectives de ces deux formes d'énergie dans la consommation finale, en raison de prix moyens plus élevés que les autres formes d'énergie.

Figure 4.1.5 : consommation finale en énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En Md€ ₂₀₁₉	En Mtep	En Md€ ₂₀₁₉	En Mtep	En Md€ ₂₀₁₉	En Mtep	En Md€ ₂₀₁₉	En Mtep	En Md€ ₂₀₁₉
Charbon (hors hauts-fourneaux)	1,4	0,3	1,4	0,3	1,4	0,3	1,5	0,4	1,2	0,4
Charbon : hauts-fourneaux	3,6	1,0	3,4	1,0	3,8	1,2	3,8	1,3	3,5	1,4
Produits pétroliers	69,3	77,5	67,8	71,3	68,5	79,4	66,2	88,2	65,9	86,6
Gaz naturel	29,8	18,7	31,2	18,1	30,4	17,6	30,2	18,9	29,5	18,4
Énergies renouvelables et déchets	13,7	4,4	14,8	4,6	14,8	4,8	14,9	4,7	15,3	4,6
Électricité	37,4	52,9	38,1	52,3	37,8	52,0	37,6	52,5	37,1	53,9
Chaleur	3,3	2,2	3,7	2,3	3,8	2,4	3,6	2,5	3,7	2,5
Consommation finale (hors hauts-fourneaux)	155,0	155,9	157,0	148,9	156,7	156,7	153,8	167,3	152,8	166,4
Dépense nationale en énergie (y compris hauts-fourneaux)		156,9		149,9		157,9		168,6		167,8

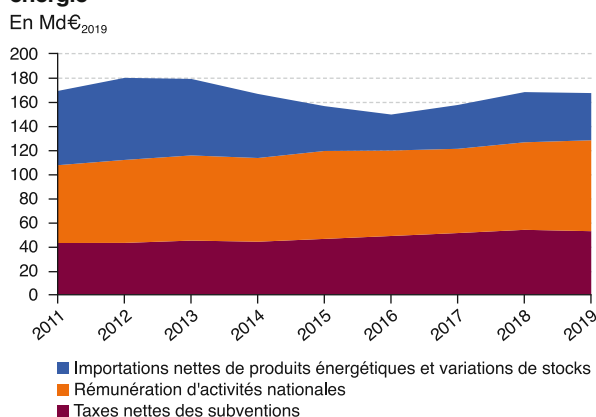
Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, les hauts-fourneaux sont exclus de la consommation finale. Dans le cadre du bilan monétaire, ils sont en revanche inclus dans l'industrie et dans la dépense nationale en énergie.

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Au sein de la dépense nationale en énergie, le coût des importations nettes de produits énergétiques représente 39,4 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions aux énergies renouvelables) 37,8 Md€ et la TVA non déductible 14,8 Md€ (figure 4.1.6). Le solde, soit 75,8 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national, principalement la production d'électricité et d'énergies renouvelables, la gestion des réseaux de gaz et d'électricité, la distribution des carburants et le raffinage de pétrole. La dépense nationale en énergie, qui a atteint un pic en 2012 à 180,5 Md€₂₀₁₉, est quasiment stable en 2019 par rapport à 2018 (- 0,5 %). Le montant d'impôts collectés (y compris TVA) baisse de 2,1 % en euros constants, dans un contexte de gel des taux nominaux des principales taxes énergétiques. La contribution à la dépense nationale des échanges extérieurs diminue également du fait de la baisse des cours internationaux des énergies fossiles. Les revenus captés par les entreprises nationales augmentent à l'inverse de 3,9 %, en raison notamment de l'augmentation de la valorisation de la production d'électricité liée à la hausse, au cours de l'année 2018, des prix à terme pour une livraison en 2019.

Figure 4.1.6 : décomposition de la dépense nationale en énergie



Source : calculs SDES

Les objectifs de réduction de la consommation d'énergie de la France

La loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 et celle relative à l'énergie et au climat de 2019 ont fixé comme objectifs de diviser par deux la consommation finale d'énergie à horizon 2050 et de réduire la consommation primaire d'énergies fossiles de 40 % en 2030, par rapport à 2012.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) relative à la France continentale, dans sa deuxième version adoptée en avril 2020, donne des cibles intermédiaires de réduction de la consommation d'énergie par rapport à 2012, et les décline par forme d'énergie :

- consommation finale d'énergie : - 7,5 % en 2023 et - 16,5 % en 2028 ;
- consommation primaire de gaz naturel : - 10 % en 2023 et - 22 % en 2028 ;
- consommation primaire de pétrole : - 19 % en 2023 et - 34 % en 2028 ;
- consommation primaire de charbon : - 66 % en 2023 et - 80 % en 2028.

4.2 Stabilité de la consommation et légère baisse de la dépense en produits pétroliers

4.2.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

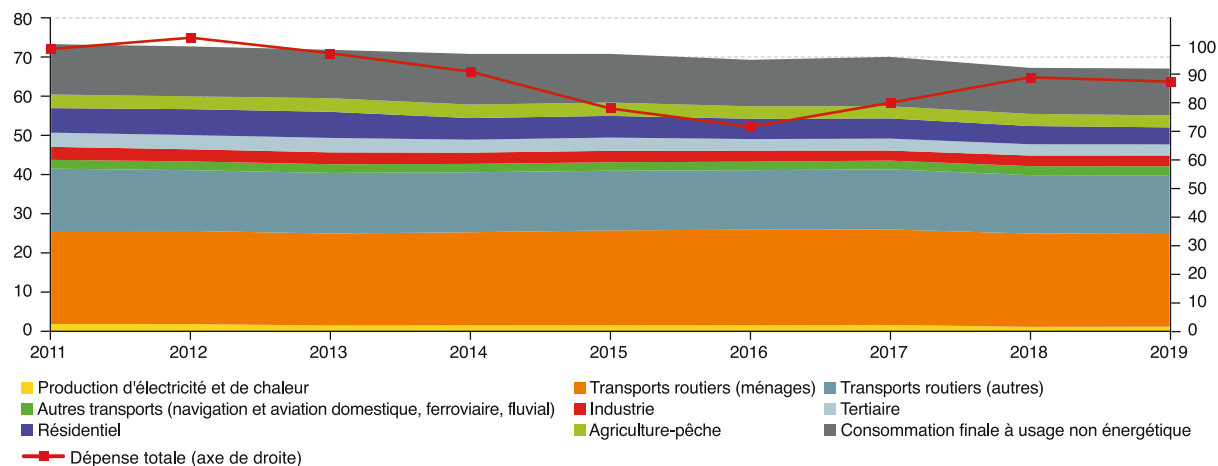
En 2019, la consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) est de 67,1 Mtep, stable par rapport à l'année précédente (- 0,3 %) - (figure 4.2.1.1). La consommation du secteur des transports routiers, qui représente 58 % de

la consommation totale, est elle aussi stable (- 0,3 %). La consommation du secteur résidentiel baisse sensiblement (- 6,7 %). La dépense associée recule, à 87,2 Md€ (- 1,8 % mesurée en euros constants), après deux années de forte hausse (+ 23,6 % entre 2016 et 2018).

Figure 4.2.1.1 : consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) par secteur et dépense totale associée

En Mtep (données non corrigées des variations climatiques)

En Md€₂₀₁₉



Note : le secteur des transports n'inclut pas les soutes maritimes et aériennes internationales.

Champ : France entière (y compris DOM).

Source : calculs SDES

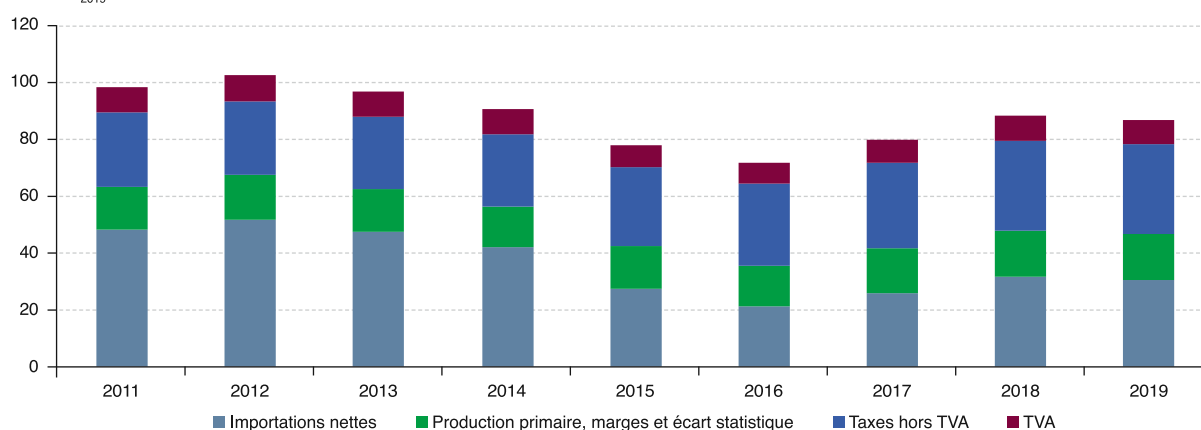
Le coût des importations nettes de pétrole brut et de produits raffinés est de 30,6 Md€ en 2019. Il ne représente plus que 35 % de la dépense (taxes incluses), contre près de la moitié au début de la décennie (figure 4.2.1.2). Ce montant baisse de 3,8 % en 2019, en raison de la baisse des prix des principaux produits importés (pétrole brut, gazole et fioul domestique), faisant suite à deux années de très forte hausse (+ 22,2 % par an). La dépense servant à rémunérer des activités (de production, raffinage et transport-distribution) réalisées sur le sol national s'élève à 16,2 Md€ (à l'écart statistique près), soit 19 % du total, en légère hausse par rapport à l'année précédente (+ 1,0 %). La part restante de la dépense (46 %) correspond à la fiscalité. La taxe intérieure sur la consommation de produits pétroliers (TICPE), la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib), la

redevance affectée au stockage des produits pétroliers (CPSSP) ainsi que, dans les DOM, la taxe spéciale de consommation (TSC, qui remplace la TICPE) et l'octroi de mer s'appliquent aux produits pétroliers. En outre, la TVA s'applique au prix comprenant les autres taxations. La TICPE, qui compte pour la plus grande partie des taxes, a procuré 31,0 Md€ de recettes (nette des remboursements) en 2019. Ce montant recule faiblement (- 1,2 %) par rapport à 2018. Cela fait suite à une augmentation de plus de 6 Md€ sur quatre ans, en lien avec l'introduction et la montée en charge de la composante carbone dans les tarifs de la TICPE, désormais gelée à son niveau de 2018. La TSC a rapporté 0,5 Md€ en 2019. La TVA sur les produits pétroliers (hors part déductible pour les entreprises) s'élève à 8,8 Md€ en 2019, en repli de 1,3 %.

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Figure 4.2.1.2 : décomposition de la dépense totale

En Md€₂₀₁₉



Note : les soutes maritimes et aériennes internationales sont déduites des importations nettes, qui intègrent aussi les variations de stocks. Les marges comprennent celles de raffinage et celles de transport-distribution.

Source : calculs SDES

La consommation totale peut se décomposer comme la somme de la consommation à usage de production d'électricité et de chaleur (1,2 Mtep en 2019, dont plus de 70 % dans les DOM), de la consommation finale à usage énergétique

(54,0 Mtep hors biocarburants ; 57,4 Mtep biocarburants inclus) et de la consommation finale à usage non énergétique (12,0 Mtep) - (figure 4.2.1.3).

Figure 4.2.1.3 : consommation par usage et par secteur (y compris biocarburants, données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Production d'électricité et de chaleur	1,6	645	1,5	523	1,6	669	1,1	570	1,2	624
Consommation finale à usage énergétique	59,9	72 725	59,1	67 896	59,2	75 047	57,8	83 180	57,4	82 227
Industrie	2,9	1 488	2,8	1 313	2,6	1 474	2,8	1 806	2,8	1 718
Transports*	44,6	60 568	44,8	57 574	45,1	63 406	44,2	70 233	44,2	69 730
dont transports routiers (ménages)	26,0	39 660	26,2	38 110	26,3	41 816	25,7	46 453	25,9	46 420
dont transports routiers (autres)	16,5	19 400	16,4	18 139	16,6	20 057	16,2	21 946	16,0	21 487
dont autres transports	2,2	1 509	2,2	1 324	2,2	1 534	2,3	1 833	2,4	1 824
Résidentiel	5,5	5 653	5,2	4 923	5,2	5 471	4,7	5 792	4,3	5 502
Tertiaire**	3,4	2 593	3,0	2 064	3,1	2 450	2,9	2 712	2,9	2 707
Agriculture-pêche	3,4	2 423	3,3	2 023	3,2	2 246	3,3	2 636	3,2	2 571
Consommation finale à usage non énergétique	12,4	7 316	11,9	6 151	12,6	7 328	11,8	8 043	12,0	7 276
Industrie	12,1	5 845	11,6	4 702	12,3	6 014	11,5	6 571	11,7	5 930
Pétrochimie	9,3	3 754	8,6	2 869	9,3	3 885	8,3	4 116	8,7	3 681
Construction	2,2	755	2,3	602	2,4	847	2,5	1 122	2,5	1 060
Autres industries	0,6	1 335	0,6	1 231	0,6	1 281	0,6	1 333	0,5	1 188
Autres (dont agriculture, transports)	0,3	1 471	0,3	1 448	0,3	1 315	0,3	1 472	0,3	1 346

* Hors soutes maritimes et aériennes internationales.

** Y compris les armées.

Note : la consommation pour le trafic aérien entre la métropole et les DOM est incluse dans le secteur des transports (autres transports).

Source : calculs SDES

4.2.2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

La consommation de cette activité ne représente plus que 1,8 % de la consommation totale de produits pétroliers raffinés. Elle augmente modérément en 2019 (+ 4,2 % par rapport à 2018), à 1,2 Mtep. En métropole, les centrales au fioul, utilisées en pointe lors des pics de demande en période hivernale, ont progressivement fermé, d'autres énergies se substituant à ce combustible, notamment pour des raisons environnementales : le dernier site fonctionnant encore au fioul-vapeur en France continentale, à Cordemais (Loire-Atlantique), a été fermé en mars 2018. La consommation de fioul dans les réseaux de chaleur est également devenue marginale. Ainsi, la consommation de produits pétroliers pour la production d'électricité et de chaleur a chuté de 35,8 % par rapport à 2012. En revanche, la consommation de fioul pour la production d'électricité reste, jusqu'à présent, élevée en outre-mer.

La facture associée s'établit en 2019 à 0,6 Md€, soit une augmentation de 9,4 % en euros constants, du fait de la hausse de la consommation et de la progression modérée des prix (cf. 1.2). Cette dépense avait chuté depuis 2012 en raison de la baisse des volumes et de l'effondrement des cours fin 2014, atteignant un minimum de 0,5 Md€₂₀₁₉ en 2016, soit moins de la moitié de sa valeur de 2012. Elle était ensuite repartie à la hausse, à la suite de la nette remontée des prix des produits pétroliers en 2017.

4.2.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

L'usage de transport concentre 63 % de la consommation totale de produits pétroliers (y compris biocarburants) en France, soit 44,2 Mtep en 2019. Sa part dans la dépense totale est encore plus élevée (77 %), les produits pétroliers utilisés pour le transport étant davantage taxés que ceux servant à d'autres usages. Le transport routier des ménages absorbe la plus grande part de cette consommation (25,9 Mtep), devant celui des entreprises (16,0 Mtep), les autres modes de transport générant des consommations beaucoup plus modestes (2,4 Mtep hors routes internationales). Les entreprises pèsent relativement moins dans la dépense que dans la consommation physique car, outre le fait qu'une partie de la TVA est déductible, certains secteurs d'activités bénéficient d'exonérations fiscales. La dépense dans le transport est quasiment stable en 2019 (- 0,7 %), à 70 Md€. Cela traduit à la fois une faible évolution des volumes consommés (+ 0,0 %), une stabilité des prix

hors taxes et un gel de la composante carbone de la TICPE à son niveau de 2018. La consommation n'a que peu fluctué depuis 2012. À l'inverse, la dépense avait connu une forte baisse entre 2012 et 2016 (- 22,6 % sur quatre ans) essentiellement liée à la chute des coûts d'approvisionnement, avant de fortement augmenter en 2017 (+ 10,1 %) puis en 2018 (+ 10,8 %) sous les effets conjugués de la hausse des prix du pétrole et de l'augmentation de la composante carbone de la TICPE.

Les consommations du secteur résidentiel (principalement du fioul domestique et, dans une moindre mesure, du GPL) reculent nettement en 2019 (- 6,7 %, à 4,3 Mtep), en raison notamment de la baisse du nombre de résidences principales chauffées par cette énergie. Le secteur tertiaire a, quant à lui, consommé 2,9 Mtep de produits pétroliers en 2019, en retrait de 1,4 % par rapport à 2018. Corrigées des variations climatiques, les consommations des secteurs résidentiel et tertiaire reculent de 6,8 % et 1,6 %, les températures hivernales ayant été très légèrement moins douces en 2019 qu'en 2018. Ces évolutions s'inscrivent dans une tendance baissière de long terme : depuis 2012, les consommations baissent en moyenne de 5,8 % par an dans le résidentiel et de 3,3 % par an dans le tertiaire. Les dépenses respectives de ces secteurs s'élèvent à 5,5 Md€ et 2,7 Md€ (- 5,0 % et - 0,2 % en 2019), la baisse de la consommation étant partiellement atténuée par une hausse modérée du prix moyen du fioul domestique.

La consommation de produits pétroliers à usage énergétique dans l'industrie (y compris la construction, comptant pour un tiers de cette consommation) est stable en 2019 (+ 0,6 %), à un niveau de 2,8 Mtep. À plus long terme, cette consommation tend à diminuer (- 1,4 % par an en moyenne depuis 2012), reflétant le recours à d'autres énergies, des gains d'efficacité énergétique et la relative désindustrialisation de l'économie. En 2019, la facture associée recule de 4,9 %, pour s'établir à 1,7 Md€.

Le secteur de l'agriculture et de la pêche consomme essentiellement du gazole non routier (distingué depuis 2011 du fioul domestique). Sa consommation s'établit à 3,2 Mtep en 2019, en léger recul par rapport à l'année précédente (- 1,0 %). La dépense du secteur, de 2,6 Md€, baisse un peu plus fortement (- 2,3 %), en raison d'une légère diminution du prix du gazole non routier. Cette valeur reste néanmoins inférieure à celles d'avant 2014, voisines de 3 Md€.

Globalement, depuis 2012, la consommation finale à usage énergétique de produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, recule de 5,1 %, soit de 0,8 % par an en moyenne (et de 6,7 %, soit 1,0 % par an en moyenne, en excluant les biocarburants).

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

4.2.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les usages non énergétiques de produits pétroliers se concentrent essentiellement dans l'industrie pétrochimique, où des alcènes sont produits par vapocraquage de coupes pétrolières, telles que le naphta ou des alcanes légers, avant d'entrer dans la fabrication de produits synthétiques (matières plastiques, cosmétiques, etc.).

La consommation finale non énergétique de produits pétroliers a augmenté légèrement en 2019 (+ 1,7 %), à 12,0 Mtep, en raison notamment de la reprise dans le secteur de la pétrochimie après des arrêts importants pour maintenance en 2018 dans deux des six vapocraqueurs français, à Lavéra (Bouches-du-Rhône) et à Gonfreville-l'Orcher (Seine-Maritime). Elle reste toutefois inférieure à son niveau de 2012 (12,7 Mtep) et à son niveau antérieur à la crise financière de 2008 (16,2 Mtep en 2007).

Environ 2,5 Mtep de bitumes sont consommées chaque année dans le secteur de la construction. Les autres produits correspondent à des lubrifiants, utilisés dans les transports, l'agriculture et l'industrie, ainsi qu'à des quantités limitées de coke de pétrole, à usage industriel.

La consommation finale non énergétique de produits pétroliers reste proche de son niveau de 2018, qui était le plus bas depuis 25 ans. La facture associée s'élève à 7,3 Md€ en 2019, repartant en baisse sensible (- 8,4 %) après deux

années en forte hausse. En effet, la variation des cours du pétrole brut a également fortement impacté ces produits : la valeur monétaire de cette consommation a chuté de 42,0 % par rapport à 2012, en euros constants.

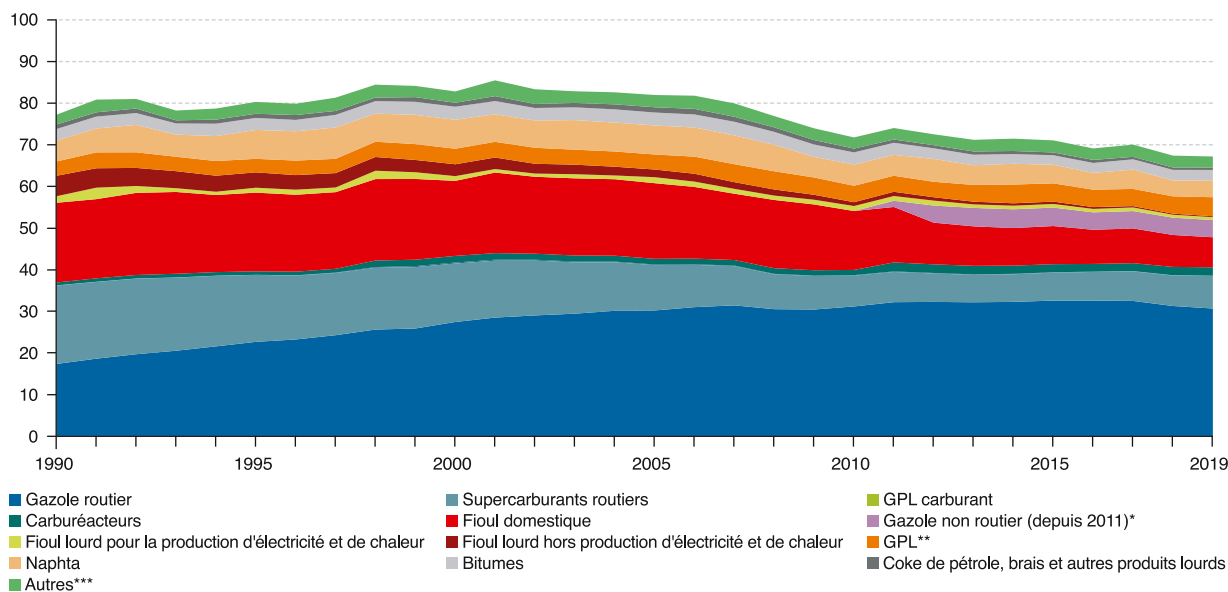
4.2.5 CONSOMMATION PAR PRODUIT

Le gazole routier représente près de la moitié de la consommation de produits pétroliers (y compris biocarburants) en 2019 (46 %), devant le fioul domestique et les autres gazoles (16 %), les supercarburants (13 %), puis les produits non énergétiques (10 %) et le GPL (7 %) - (figures 4.2.5.1 et 4.2.5.2). Les mêmes produits sont aussi les principaux facteurs de dépense, mais le gazole routier est encore plus prédominant qu'en énergie (56 % y compris biodiesel), et l'essence (20 % y compris bioéthanol) devance le fioul domestique (11 %), car la fiscalité sur les carburants est plus lourde que celle sur les combustibles.

En 2019, les consommations de gazole routier (y compris biodiesel) sont en baisse de 1,9 %, tandis que celles de supercarburants (y compris bioéthanol) augmentent fortement (+ 6,9 %). Le rééquilibrage progressif depuis 2013 du marché des voitures particulières neuves vers les motorisations essence modifie dans ce sens la structure de consommation des carburants routiers depuis 2016.

Figure 4.2.5.1 : consommation de produits pétroliers raffinés par type de produit (hors biocarburants)

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Les consommations de fioul domestique non destiné aux centrales électriques dans les DOM sont incluses dans le gazole non routier.

** Gaz de pétrole liquéfié (butane, propane), hors GPL carburant.

*** Autres : lubrifiants, paraffines et cires, white-spirit et essences spéciales, pétrole lampant, essence aviation, gaz de raffinerie, éthane, autres produits.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Figure 4.2.5.2 : consommation par type de produit (y compris biocarburants, données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Gazole routier	35,2	45 442	35,2	43 015	35,1	47 311	33,9	52 091	33,3	50 601
Fioul domestique et autres gazoles	13,3	9 677	12,6	8 027	12,6	9 303	11,9	10 527	11,4	10 096
Supercarburants*	7,5	14 137	7,7	13 747	8,0	15 121	8,3	16 942	8,9	17 932
Jet kérosène	2,0	933	1,9	713	1,9	883	2,0	1 147	2,0	1 112
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,4	3 650	4,3	3 251	4,2	3 602	4,2	3 801	4,6	3 732
Fioul lourd	1,4	529	1,3	400	1,2	468	1,0	440	0,9	425
Produits non énergétiques**	7,4	5 241	7,0	4 538	7,7	5 238	6,9	5 609	7,1	5 226
Autres***	2,7	1 075	2,6	879	2,6	1 118	2,5	1 236	2,3	1 004
Total	73,9	80 685	72,5	74 570	73,4	83 044	70,7	91 793	70,6	90 127

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

*** Coke de pétrole, pétrole lampant, autres.

Source : calculs SDES

4.3 Rebond de la consommation de gaz naturel du fait de la forte sollicitation des centrales à gaz

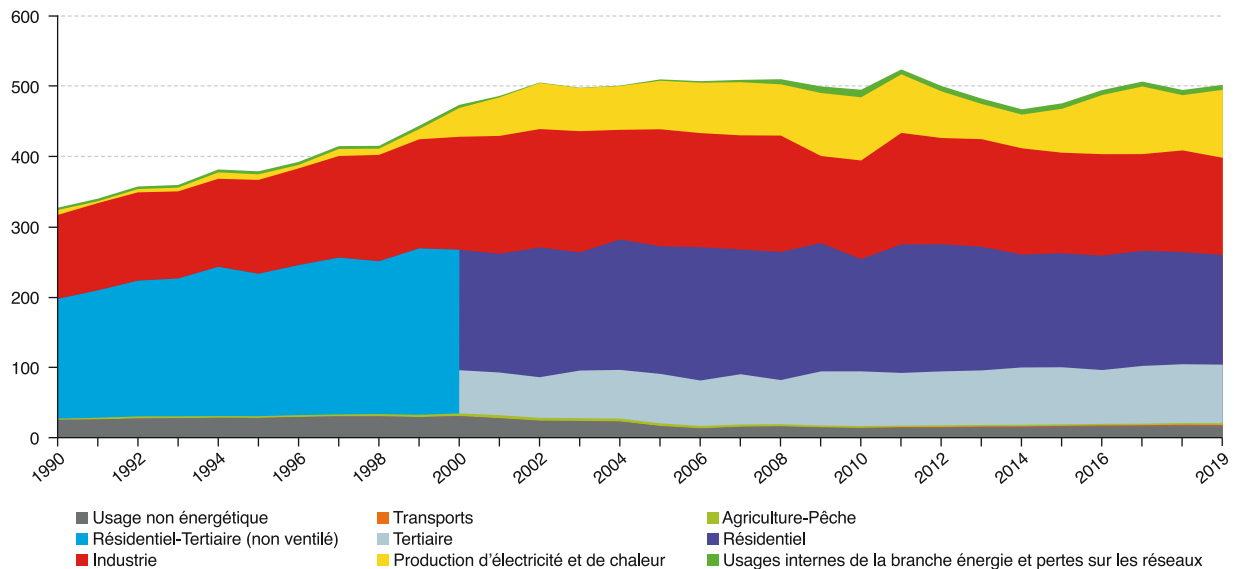
4.3.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

Nette des pertes de transport et de distribution (cf. 3.2), la consommation totale de gaz naturel augmente en 2019 (+ 1,9 % sur un an), pour atteindre 481 TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur), alors qu'elle avait reculé de 4,6 % en 2018. Ce rebond s'explique par la forte hausse de la production des centrales thermiques à gaz. Corrigée des variations

climatiques, la consommation totale de gaz naturel augmente de 1,5 % sur un an mais reste quasiment stable (+ 0,3 %) par rapport à celle observée en 2012 (figure 4.3.1.1). La dépense de gaz naturel diminue de 3,0 % par rapport à 2018 en euros constants, pour s'établir à 20,5 Md€ en 2019 (figure 4.3.1.2), en raison de la baisse moyenne des prix du gaz observée en 2019. Cette dépense avait atteint un maximum historique en 2013 (24,9 Md€₂₀₁₉).

Figure 4.3.1.1 : consommation totale (hors pertes) de gaz naturel par secteur

En TWh PCS* (données corrigées des variations climatiques)



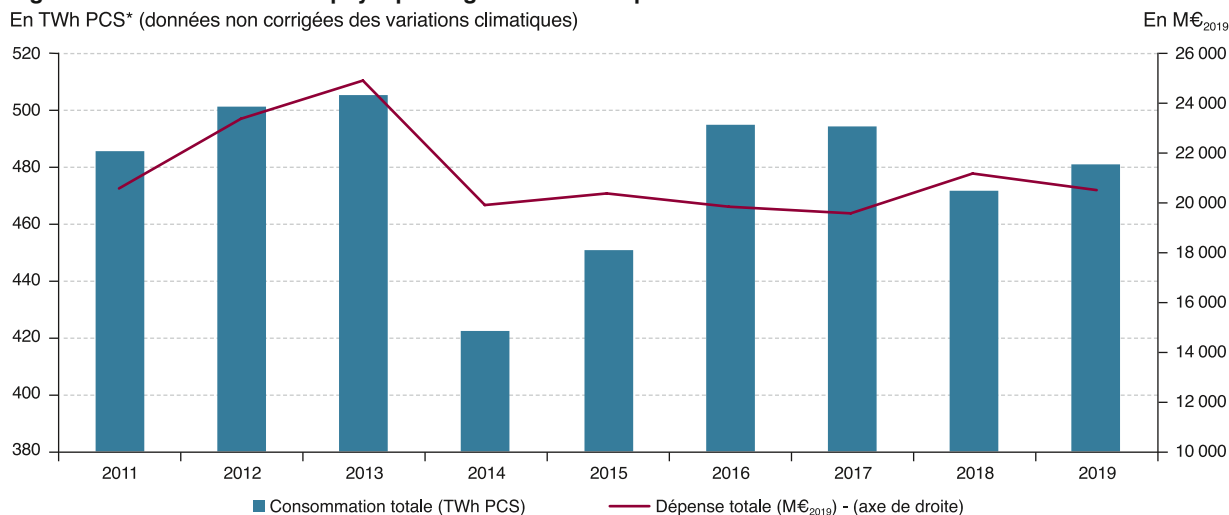
* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES, d'après données locales de consommation de gaz, enquête annuelle sur la production d'électricité, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid, données du Citepa

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Figure 4.3.1.2 : consommation physique de gaz naturel et dépense associée

En TWh PCS* (données non corrigées des variations climatiques)



* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES

4.3.2 BRANCHE ÉNERGIE

La branche énergie représente 21 % de la consommation totale (hors pertes et écart statistique) de gaz naturel en 2019 (100 TWh PCS), pour un coût de 2,1 Md€ (figure 4.3.2.1). La majeure partie, 93 TWh PCS, correspond à l'utilisation de gaz naturel comme combustible pour produire de l'électricité et, dans une moindre mesure, de la chaleur. Les 7 TWh PCS restants correspondent pour l'essentiel à la consommation de gaz naturel des raffineries, dans lesquelles il est utilisé essentiellement comme combustible, mais aussi pour produire

de l'hydrogène afin de désulfurer les carburants. À climat constant, la consommation des centrales calogènes (9 TWh PCS) diminue en 2019 (- 5,0 %), alors que celle des centrales par cogénération (33 TWh PCS) progresse (+ 8,1 %). La consommation des centrales produisant uniquement de l'électricité augmente très fortement, de 41 % en un an, pour s'établir à 55 TWh PCS en 2019. Cette forte hausse s'explique par le recours plus fort aux centrales à cycle combiné au gaz (CCCG) pour compenser le recul de la production d'électricité nucléaire.

Figure 4.3.2.1 : consommation de la branche énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉
Branche énergie	66	1 606	91	1 786	101	1 950	82	2 251	100	2 130
Transformation en électricité ou chaleur	58	1 411	84	1 642	94	1 810	75	2 070	93	2 017
Branche énergie hors transformation	8	195	7	144	7	140	7	181	7	113

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

4.3.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

La consommation finale énergétique de gaz naturel baisse de 2,4 % en 2019, à 365 TWh PCS (*figure 4.3.3.1*). Corrigée des variations climatiques, elle diminue de 2,6 %, rythme supérieur à la baisse annuelle moyenne de 1,1 % observée depuis 2012. La dépense associée s'établit à 18,1 Md€ en 2019, en baisse de 2,0 % en euros constants sur un an.

En 2019, avec 147 TWh PCS, le résidentiel est le principal secteur de consommation finale énergétique de gaz naturel. Viennent ensuite l'industrie (136 TWh PCS) et le tertiaire (78 TWh PCS). Les consommations dans l'agriculture-pêche et les transports sont sensiblement plus faibles (respectivement 2,4 et 2,1 TWh PCS). Le poids du résidentiel est plus élevé dans la dépense globale (63 %) que dans la consommation physique (40 %), car les ménages s'acquittent de prix plus élevés que les entreprises. À l'inverse, l'industrie représente 19 % de la dépense pour 37 % de la consommation. Enfin, le tertiaire (y compris transports) acquitte 18 % de la dépense pour 22 % de la consommation.

À climat constant, la consommation du résidentiel diminue de 2,0 % en 2019 par rapport à 2018, et celle de l'industrie de 4,6 %. La consommation du tertiaire reste quasiment stable (- 0,4 %). Par rapport à 2012, en moyenne annuelle, la consommation corrigée des variations climatiques est en baisse dans le résidentiel, l'industrie et l'agriculture (respectivement - 2,1 %, - 1,3 % et - 0,2 %), tandis qu'à l'inverse elle progresse dans le tertiaire (+ 1,2 %) et surtout dans les transports (+ 8 %). L'utilisation du gaz naturel pour les transports concerne essentiellement les véhicules de flottes captives, principalement des autobus, des benches à ordures et des véhicules utilitaires utilisant du gaz naturel pour véhicules (GNV), dont l'usage se développe depuis le début des années 2000.

Le gaz naturel est essentiellement livré aux consommateurs via les réseaux de transport et de distribution (*cf. 3.2*). Une petite partie est toutefois portée par camion sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) depuis les terminaux méthaniers : elle représente 2 TWh PCS en 2019, dont 1,4 TWh pour l'industrie et 0,6 TWh pour les transports.

Figure 4.3.3.1 : consommation finale à usage énergétique (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉
Industrie	140	4 297	145	3 845	136	3 569	142	3 987	136	3 325
Transports	1,5	3 209	1,6	3 064	1,9	3 103	2,2	3 436	2,1	3 279
Tertiaire	76		77		79		78		78	
Résidentiel	151	10 791	163	10 769	159	10 597	149	11 003	147	11 450
Agriculture-pêche	2	89	2	82	2	79	2	90	2	89
Total	370	18 385	388	17 761	378	17 348	374	18 516	365	18 142

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

4.3.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les utilisations non énergétiques de gaz naturel dans la chimie reculent en 2019 de 1,1 %, à 15 TWh PCS, pour une dépense

de 0,2 Md€ (*figure 4.3.4.1*). Le gaz naturel y est utilisé principalement comme matière première pour la fabrication d'ammoniac, dont le secteur de la fabrication d'engrais est le principal client.

Figure 4.3.4.1 : consommation finale à usage non énergétique et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₁₉
Chimie	15	350	15	309	15	301	16	378	15	242

* PCS : pouvoir calorifique supérieur.
Source : calculs SDES

4.4 La consommation de charbon et la dépense associée continuent de chuter

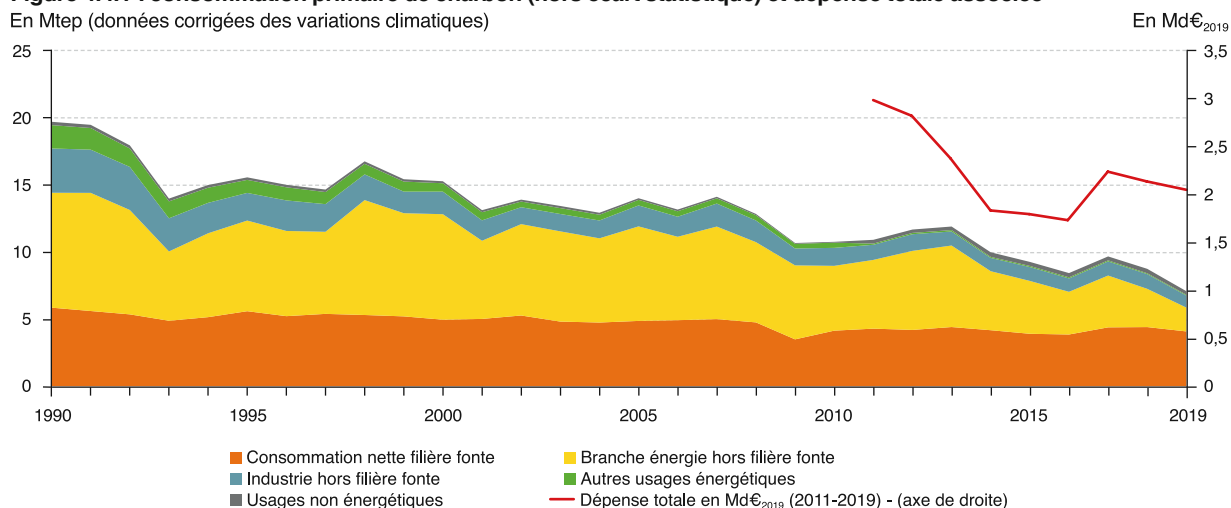
La consommation primaire de charbon suit une tendance à la baisse depuis une trentaine d'années, même si elle peut connaître parfois des rebonds, comme ce fut le cas en 2012 et 2013, puis en 2017. En effet, les autres formes d'énergie se substituent progressivement au charbon dans la plupart des secteurs consommateurs. La consommation, corrigée des variations climatiques, atteint un niveau historiquement bas en 2019, en baisse de 20 % par rapport à 2018 (figure 4.4.1). Depuis 2014, la filière fonte constitue le principal secteur d'activité consommateur de charbon en France, avec, en 2019, 55 % de la consommation totale. Elle est suivie par celui de la production d'électricité et de chaleur, qui ne représente plus que 24 % de la consommation (contre 48 % en 2012), avec un recul particulièrement important en 2019 (-39 % sur un an). La consommation finale (essentiellement celle de l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux)

représente, quant à elle, 17 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2019 (le solde entre les ressources et la somme des consommations des différents secteurs correspondant à l'écart statistique).

La dépense totale en charbon s'élève à 2,1 Md€ en 2019, en retrait de 4 % par rapport à 2018, en euros constants. Après plusieurs années de baisse, elle avait rebondi en 2017, sous l'effet notamment de la reprise de la consommation dans la plupart des secteurs consommateurs, à laquelle s'ajoutait la remontée importante des prix (cf. 1.4). Les hauts-fourneaux, qui consomment majoritairement du coke, issu de la transformation d'un type de charbon plus onéreux que celui utilisé pour la production d'électricité et de chaleur, concentrent, à eux seuls, 67 % de la dépense totale, contre 53 % en 2012.

Figure 4.4.1 : consommation primaire de charbon (hors écart statistique) et dépense totale associée

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Note : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation de la filière fonte. Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM. Source : calculs SDES, d'après A3M, CÔCIC, Douanes, EDF, GazelEnergie, Insee et SNCU

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Outre la filière fonte, dont la consommation totale nette s'élève à 4,1 Mtep en 2019 (cf. 3.3), près de 1,6 Mtep de produits charbonniers - correspondant à une dépense de 0,3 Md€ - a été consommée par la branche énergie en 2019, à des fins de production électrique ou, de façon plus marginale, de production de chaleur vendue ensuite à des tiers (figure 4.4.2). Un peu moins de 0,6 Mtep correspond à du gaz fatal issu des cokeries et hauts-fourneaux, brûlé pour produire de l'électricité sur le site sidérurgique lui-même ou dans une centrale thermique voisine, comme c'est notamment le cas à Dunkerque. La quantité restante (1,0 Mtep) correspond pour l'essentiel à du charbon-vapeur utilisé comme combustible par des centrales thermiques à flamme.

La consommation des centrales a reculé de près de 70 % depuis 2012, reflet de la réduction progressive du parc pour des raisons environnementales et d'obsolescence. Avec l'arrêt de nombreuses tranches de production, la capacité électrique installée des centrales à charbon s'est en effet réduite de plus de moitié sur le territoire métropolitain sur la période, seuls quatre sites restant désormais en service. Au-delà de cette tendance baissière de long terme, leur consommation dépend en grande partie du climat, les centrales thermiques à charbon étant principalement utilisées comme moyens de pointe lors des vagues de froid hivernales. Leur arrêt est prévu dans les années qui viennent.

La consommation de charbon dans ce secteur, corrigée des variations climatiques, décline fortement en 2019, à 1,8 Mtep (- 38 %). En effet, la durée de fonctionnement des centrales en métropole a été fortement réduite, en raison notamment de l'augmentation du prix du certificat d'émission de CO₂ ainsi que de la baisse importante du prix du gaz, rendant le charbon moins compétitif.

Les départements d'outre-mer comptent trois installations de production thermique au charbon, dont certaines tranches de production utilisent également un combustible renouvelable issu de la canne à sucre, la bagasse, durant la campagne sucrière.

Avec la chute importante de la production d'électricité à partir de charbon en métropole, la consommation des centrales ultramarines représente, en 2019, plus de la moitié des consommations des producteurs d'électricité ou de chaleur cogénérée dont c'est l'activité principale. Cette part était d'un peu plus de 10 % en 2012. Sur l'ensemble de la consommation dédiée à la production d'électricité et de chaleur, les départements d'outre-mer comptent pour 30 % en 2019, soit 11 points de plus qu'en 2018.

Dans ce contexte, la facture du secteur s'élève en 2019 à 0,3 Md€, soit, en tenant compte de l'inflation, un recul de 26 % par rapport à 2018, et de 39 % par rapport à il y a quatre ans.

Figure 4.4.2 : consommation pour la production d'électricité et de chaleur (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Production d'électricité et de chaleur	3,7	518	3,2	443	3,8	673	2,7	427	1,6	316
Charbon primaire	2,9	342	2,6	306	3,2	438	2,1	272	1,0	166
Gaz dérivés	0,7	175	0,6	137	0,6	236	0,6	156	0,6	150

Source : calculs SDES, d'après A3M, Douanes, Insee

La consommation finale de charbon en France s'élève à 1,9 Mt en 2019, soit environ 1,5 Mtep, ce qui représente un recul important sur un an, de 18 %, après cinq années de relative stabilité (figure 4.4.3). Ce repli global est tiré par celui des consommations dans le secteur industriel (hors filière fonte, cf. 3.3). Depuis 2012, la consommation finale a chuté de 22 %.

La dépense correspondant à cette consommation est de 0,4 Md€ en 2019. Mesurée en euros constants, elle baisse de 14 % par rapport à 2018, dans le sillage de la nette contraction des quantités physiques, qui n'est pas compensée par l'augmentation globale des prix. Par rapport à 2012, elle est en recul de 8 %.

Les usages non énergétiques du charbon représentent chaque année environ un cinquième de la consommation finale (19 % en 2019). Ils concernent en premier lieu les secteurs industriels de la chimie et de la construction mécanique puis, dans une moindre mesure, celui des produits minéraux non métalliques. Les usages énergétiques se concentrent, quant à eux, en quasi-totalité dans l'industrie, principalement dans les secteurs du ciment, de la chimie minérale et de l'agroalimentaire. Le charbon est toutefois encore très marginalement utilisé comme combustible, en général pour le chauffage, dans le résidentiel et le tertiaire, notamment dans les Hauts-de-France.

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Figure 4.4.3 : consommation finale de charbon (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉	En Mt	En M€ ₂₀₁₉
Industrie	1,6	186	1,6	183	1,7	228	1,7	265	1,4	221
Charbon primaire	1,4	126	1,3	128	1,4	163	1,5	185	1,2	144
Charbon dérivé	0,3	60	0,3	55	0,2	65	0,3	79	0,3	77
Autres usages énergétiques	0,1	18	0,1	18	0,1	23	0,1	22	0,1	20
Charbon primaire	0,1	11	0,1	12	0,1	16	0,1	15	0,1	14
Charbon dérivé	0,0	6	0,0	7	0,0	6	0,0	7	0,0	7
Usages non énergétiques	0,4	88	0,5	84	0,4	91	0,5	125	0,4	112
Charbon primaire	0,2	43	0,3	57	0,3	50	0,3	53	0,2	38
Charbon dérivé	0,2	45	0,1	27	0,1	41	0,2	73	0,2	74
Total	2,2	292	2,2	286	2,2	342	2,3	412	1,9	353
Charbon primaire	1,7	180	1,7	197	1,8	229	1,8	252	1,4	196
Charbon dérivé	0,5	112	0,4	89	0,4	113	0,5	160	0,5	157

Source : calculs SDES, d'après Insee, enquêtes EACEI et EAP

4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets poursuit sa progression, à climat constant

4.5.1 CONSOMMATION TOTALE

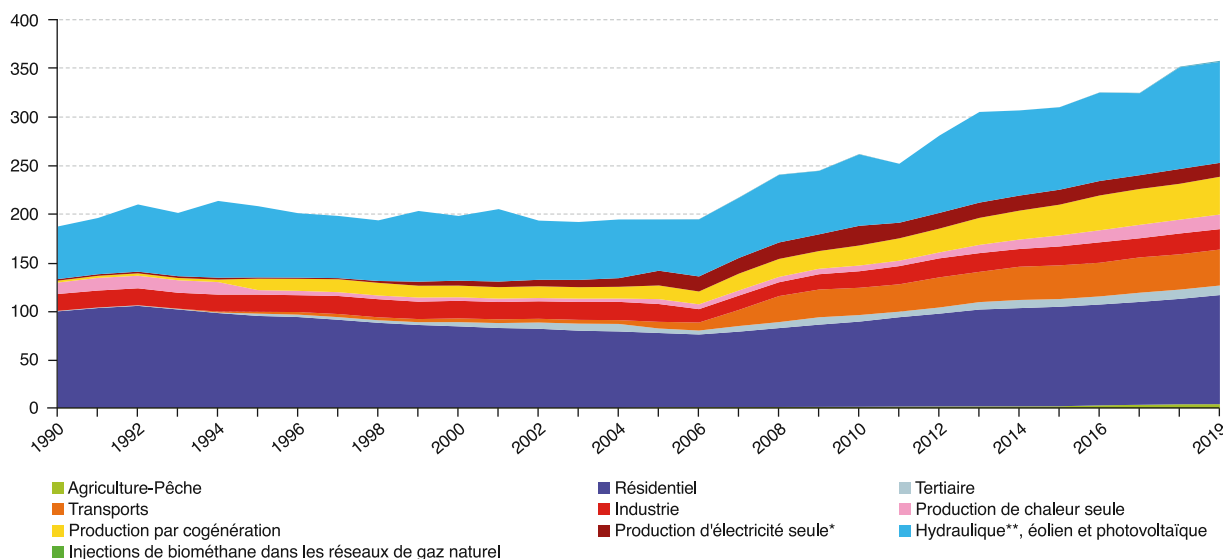
La consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets s'établit à 351 TWh en 2019 et se répartit en 104 TWh d'énergies hydraulique, éolienne et photovoltaïque converties en électricité, 68 TWh de combustibles (principalement de la biomasse et des déchets) brûlés pour produire de l'électricité ou de la chaleur destinée à être commercialisée, 1 TWh de biométhane injecté dans les réseaux et enfin 178 TWh consommés directement par les utilisateurs finaux.

Tous usages confondus, la consommation d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 1,9 % sur un an (+ 24,6 % depuis 2012). Cette hausse s'explique principalement par la poursuite du développement de la production éolienne et des pompes à chaleur, qui est néanmoins compensée par

un recul de la production hydraulique dû à des conditions pluviométriques moins favorables qu'en 2018 (cf. 2.2.3). À climat constant, la croissance de la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets, entamée depuis une dizaine d'années, s'établit à 1,7 % en 2019 (figure 4.5.1.1). Si l'on exclut l'hydraulique, dont les fluctuations, fortement dépendantes de la pluviométrie, ne sont pas corrigées dans le présent bilan, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets progresse de 4,9 %, soit un rythme comparable aux années précédentes. La consommation d'énergies renouvelables thermiques et de déchets pour la production d'électricité et de chaleur augmente en particulier de 2,7 %, et la consommation finale de 2,5 % (toujours à climat constant).

Figure 4.5.1.1 : consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets par secteur

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



* Hors hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies marines.

** Y compris énergies marines.

Note : la consommation de déchets urbains pour la production d'électricité et de chaleur par cogénération n'est pas isolable jusqu'en 1994 et est incluse jusqu'à cette date dans le poste « Production de chaleur seule ».

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

La consommation finale (178 TWh en données non corrigées des variations climatiques) correspond aux consommations de combustibles et chaleur primaire provenant de sources renouvelables ainsi que de déchets, destinées à tout usage autre que la production électrique et la production de chaleur commercialisée à des tiers. Le secteur résidentiel en représente, à lui seul, 59 %, suivi du transport (21 %), de l'industrie (12 %), du tertiaire (5 %) et de l'agriculture (2 %).

Environ 106 TWh d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets sont consommés pour le chauffage dans le secteur résidentiel, en nette hausse de 4,1 % sur un an en données réelles et de 3,5 % après correction des variations climatiques. Sur ces 106 TWh, 71 % sont issus de la combustion de bois, 27 % sont extraits des pompes à chaleur et 2 % sont produits par les capteurs solaires thermiques installés chez les particuliers. Après une période de croissance dans les années 2000, la consommation de bois de chauffage connaît un moindre dynamisme ces dernières années, conséquence du recul des ventes d'appareils de chauffage au bois depuis 2013 (hormis une progression forte des poêles à granulés et une progression des poêles à bûches) et de la diminution régulière de la consommation de bois par ménage équipé d'un appareil de chauffage au bois (du fait notamment de l'amélioration de l'efficacité de ces derniers) - (cf. 4.5.2). À l'inverse, les pompes à chaleur, en particulier celles aérothermiques, qui nécessitent un moindre investissement, continuent de se développer fortement dans le résidentiel, grâce notamment aux mesures incitatives pour remplacer les appareils de chauffage aux énergies fossiles.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets par le secteur tertiaire demeure modeste, à 9 TWh en 2019. Elle augmente de 3 % sur un an, en données réelles ainsi qu'à climat constant. Cette consommation, principalement à des fins de chauffage, se répartit entre les filières biomasse solide (34 %), pompes à chaleur (29 %), incinération de déchets (15 %), biogaz (15 %), biocarburants (4 %, correspondant au gazole non routier

utilisé marginalement par le secteur tertiaire), géothermie (2 %) et solaire thermique (2 %).

La consommation finale dans l'industrie – pour 71 % de la biomasse solide, 21 % des déchets industriels, 5 % des biocarburants (principalement du gazole non routier) et 3 % du biogaz – s'élève, quant à elle, à 21 TWh en 2019, en diminution de 1,8 % sur un an. L'industrie du papier-carton reste fortement consommatrice de biomasse (6,5 TWh), notamment de liqueur noire, résidu issu de la fabrication du papier kraft et constituant une source d'énergie facilement mobilisable et peu onéreuse.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques dans les transports progresse nettement en 2019 et atteint 37 TWh (cf. 4.5.3), en raison notamment du relèvement des objectifs d'incorporation de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib) et de la hausse de la consommation de carburants essence contenant une forte part de bioéthanol, tels que l'E85 ou le SP95-E10.

4.5.2 BOIS-ÉNERGIE

En 2019, la consommation de bois-énergie s'élève à 108 TWh, en hausse de 0,4 % par rapport à 2018, pour une dépense associée d'environ 2,2 Md€ (figure 4.5.2.1). Celle-ci augmente de 3,4 % sur un an, en raison principalement de l'augmentation du coût payé par les ménages, lié notamment à la hausse du prix des bûches et des granulés (cf. 1.5). Depuis 2015, la hausse de la dépense résulte notamment de la consommation croissante de bois-énergie par les installations de cogénération et de production de chaleur (cf. 2.2.3). Elle se répartit ainsi en 1,6 Md€ dans le secteur résidentiel (soit 72 % du total), 0,5 Md€ dans le secteur énergétique pour la production d'électricité et de chaleur, et un peu moins de 0,1 Md€ dans le secteur tertiaire et dans l'industrie. Cette dépense prend en compte l'achat de bois hors des circuits commerciaux (environ un quart de la consommation en bois-bûche des ménages), mais n'inclut pas l'auto-approvisionnement en bois (environ 40 % de cette même consommation).

Figure 4.5.2.1 : consommation primaire de bois-énergie par secteur (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Consommation primaire totale	100	2 085	110	2 229	107	2 236	107	2 135	108	2 181
Production d'électricité et de chaleur	12	277	16	384	17	389	19	431	19	457
Industrie	9	91	10	80	9	74	10	84	9	72
Résidentiel	75	1 646	80	1 693	77	1 699	74	1 547	75	1 574
Tertiaire	3	71	3	72	3	73	3	73	3	77
Agriculture-pêche	2	0	2	0	2	0	2	0	2	0

Note : la consommation primaire de bois-énergie (hors liqueur noire) s'élève à 108 TWh en 2019, pour une dépense correspondante de 2,2 Md€.

Source : calculs SDES

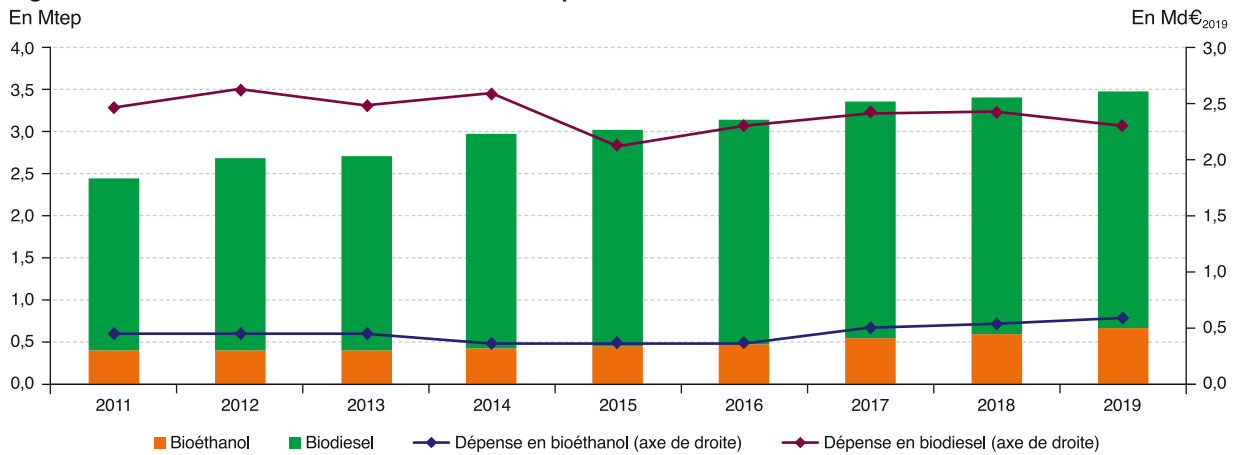
partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

4.5.3 BIOCARBURANTS

La consommation de biocarburants s'établit à 3,5 Mtep en 2019, dont 2,8 Mtep de biodiesel et 0,7 Mtep de bioéthanol. La consommation de biocarburants poursuit sa hausse en 2019, prolongeant ainsi plusieurs années de croissance soutenue (+ 29 % par rapport à 2012), liée notamment au relèvement progressif des objectifs d'incorporation de la taxe

Tirib. La dépense associée, qui progressait nettement depuis 2015, diminue en 2019 de 3,5 % en euros constants. Hors prise en compte des coûts de distribution et des taxes (affectés par convention dans le présent bilan aux produits pétroliers avec lesquels ils sont mélangés), les dépenses de biodiesel s'élèvent à 2,3 Md€ (- 6,4 % par rapport à 2018 en euros constants), et celles de bioéthanol à 0,6 Md€ (+ 9,4 %).

Figure 4.5.3.1 : consommation de biocarburants et dépense totale associée

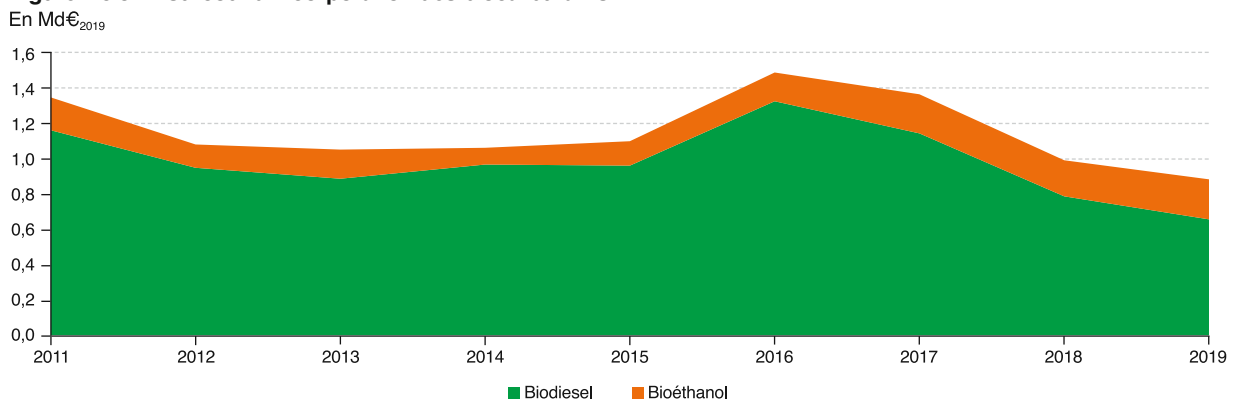


Source : calculs SDES, d'après DGDDI et FAO

Comme les prix des biocarburants sont supérieurs à ceux des produits pétroliers auxquels ils sont mélangés (le gazole pour le biodiesel et les supercarburants pour le bioéthanol), leur incorporation engendre un coût pour la collectivité.

Ce surcoût peut être estimé à 0,9 Md€ en 2019 (figure 4.5.3.2). Celui-ci est en recul, de 11 % par rapport à 2018 (en euros constants), en raison principalement d'un recul du coût de l'approvisionnement en biodiesel.

Figure 4.5.3.2 : surcoût d'incorporation des biocarburants



Source : calculs SDES, d'après DGDDI et CPDP

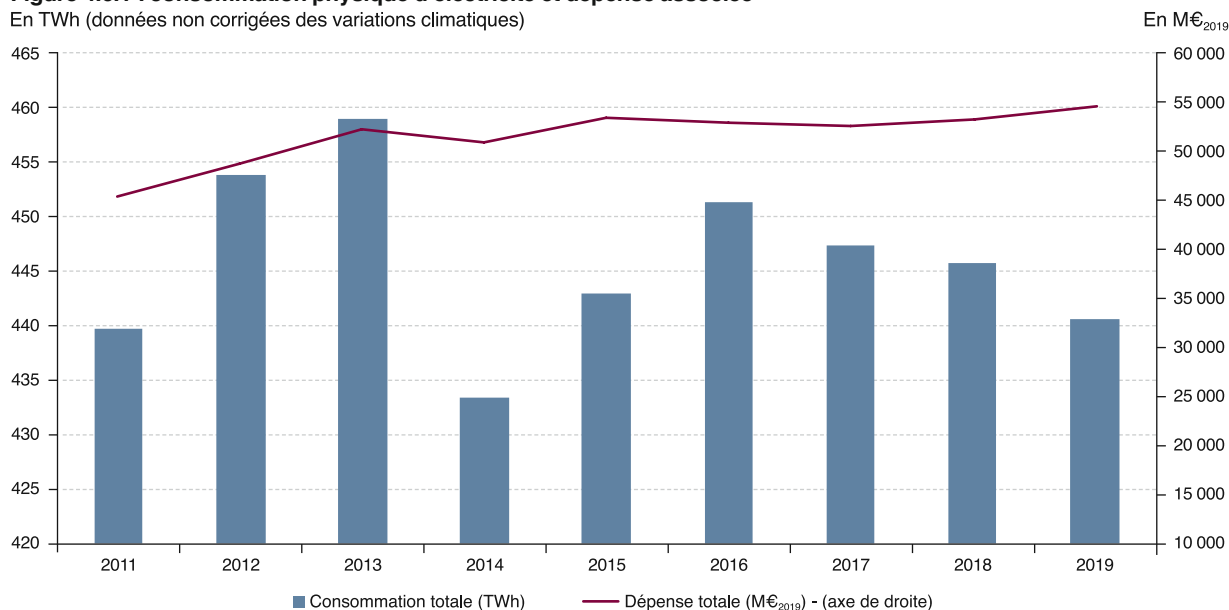
4.6 La consommation d'électricité poursuit son repli mais la dépense augmente

En 2019, la consommation totale d'électricité baisse de 1,1 % en 2019 par rapport à 2018, pour s'établir à 441 TWh (figure 4.6.1). À climat constant, la diminution est de 1,5 % entre 2018 et 2019, rythme supérieur à la décroissance moyenne observée depuis 2012, de 0,3 %.

La dépense d'électricité s'élève, quant à elle, à 54,5 Md€ en 2019, en hausse de 2,7 % par rapport à l'année précédente, en euros constants, en raison de la hausse du prix moyen de l'électricité (cf. 1.7.2).

Figure 4.6.1 : consommation physique d'électricité et dépense associée

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)



Source : calculs SDES

Au-delà des pertes sur le réseau (38 TWh) et de l'électricité utilisée pour le pompage (6 TWh), la branche produisant de l'électricité est elle-même consommatrice d'électricité à

hauteur d'environ 1 TWh, représentant un coût de 75 M€ (figure 4.6.2).

Figure 4.6.2 : consommation de la branche électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Branche électricité	2	86	1	69	1	66	1	66	1	75

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Environ 7 TWh d'électricité ont été consommés en 2019 à des fins de transformation d'énergie (hors production d'électricité) - (figure 4.6.3), notamment pour le raffinage

(2,5 TWh). La dépense correspondante s'élève à 557 M€. Sur un an, cette consommation reste globalement stable tandis que la dépense a progressé de 6,9 %.

Figure 4.6.3 : consommation de la branche énergie hors électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Branche énergie hors électricité	6	519	7	500	7	454	7	521	7	557

Source : calculs SDES

La consommation finale d'électricité diminue de 1,2 % en 2019, à 432 TWh, pour une dépense globale de 53,9 Md€ (figure 4.6.4). Corrigée des variations climatiques, elle baisse de 1,5 % (figure 4.6.5). À climat constant, la consommation finale a très légèrement baissé depuis 2012 (- 0,2 % en moyenne annuelle), signe d'un ralentissement progressif de la demande. Les effets de la maîtrise de la consommation et de la tertiarisation de l'économie compensent ainsi ceux liés à la croissance du PIB, des surfaces de logements et de certains usages de l'électricité (en substitution ou non à d'autres formes d'énergie).

Le résidentiel représente 37 % de la consommation finale physique, devant le tertiaire (32 %), l'industrie (27 %), les transports et l'agriculture (2 % chacun). Comme le prix de l'électricité pour les ménages, tenant compte de coûts d'acheminement et de commercialisation différents, est en moyenne supérieur au prix payé par les entreprises, le résidentiel pèse encore davantage dans la dépense globale (53 %). À l'inverse, l'industrie, bénéficiant des prix les plus bas, ne représente que 15 % de cette dernière. Les entreprises tertiaires, dont les prix sont proches de la moyenne des consommateurs, acquittent 29 % de la dépense.

En 2019, la consommation du secteur résidentiel s'élève à 160 TWh, en baisse très légère par rapport à 2018 (- 0,3 %). À court terme, l'évolution de cette consommation dépend du climat. Celui-ci ayant été très légèrement moins doux qu'en 2018, la baisse est de 0,5 % à climat constant. À plus long terme, l'intensité du recours à l'électricité du résidentiel dépend aussi des surfaces chauffées, du plus ou moins grand recours à l'électricité comme énergie de chauffage et de l'efficacité thermique des bâtiments. La consommation du tertiaire, à 138 TWh, baisse de 2,2 % en 2019 en données réelles, et de 3,0 % à climat constant. L'industrie utilise, quant à elle, de moins en moins d'électricité depuis plusieurs années, en raison, d'une part, de l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés et, d'autre part, d'un poids déclinant dans l'économie française : à 116 TWh, la consommation fléchit à climat constant de 1,2 %. La consommation d'électricité de l'agriculture (8,5 TWh en 2019) diminue de 2 % en 2019, mais a peu varié depuis 2012. Celle des transports (10 TWh) est stable en 2019, alors qu'elle avait baissé de 5 % en 2018, sous l'effet conjoint des mouvements de grève du deuxième trimestre 2018 et de décembre 2019.

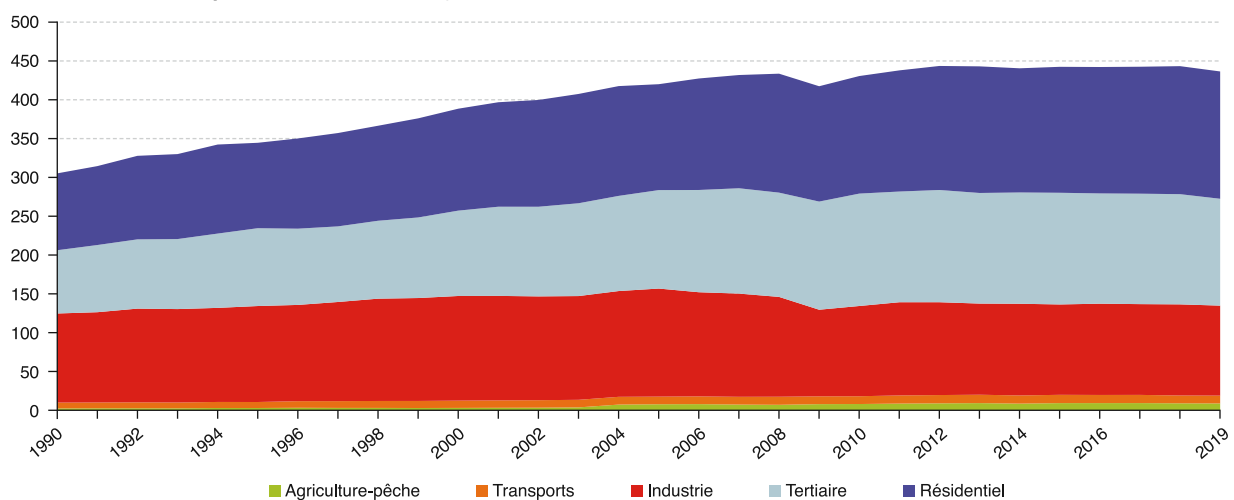
Figure 4.6.4 : consommation finale d'électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Industrie	116	8 521	118	7 900	117	7 621	117	7 784	116	8 134
Transports	11	567	11	503	11	480	10	527	10	534
Résidentiel	157	26 372	163	27 600	161	27 357	160	27 805	160	28 407
Tertiaire	142	16 394	142	15 254	142	15 507	141	15 343	138	15 752
Agriculture-pêche	9	1 002	9	1 025	9	1 044	9	1 066	8	1 083
Total	435	52 855	443	52 283	439	52 009	437	52 524	432	53 910

Source : calculs SDES

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

Figure 4.6.5 : évolution de la consommation finale d'électricité
En TWh (données corrigées des variations climatiques)



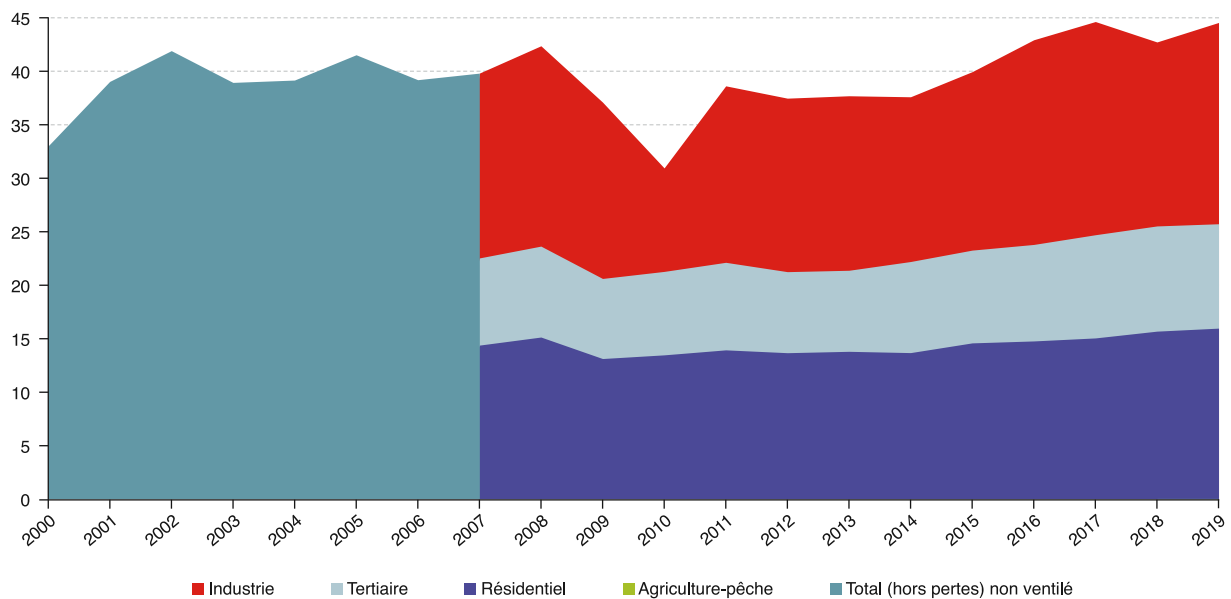
Source : calculs SDES, d'après données locales de consommation d'électricité

4.7 La consommation de chaleur commercialisée continue à progresser

La consommation (hors pertes) de chaleur commercialisée s'élève à 43 TWh en 2019. Corrigée des variations climatiques, celle-ci est en hausse de 4,3 % par rapport à 2018 (cette hausse s'élève à 19 % depuis 2012), principalement portée par la progression des ventes de chaleur au secteur résidentiel

et aux industriels (*figure 4.7.1*). La livraison au secteur tertiaire se stabilise. Au total, le secteur industriel représente 42 % des quantités de chaleur achetée, le résidentiel 35 % et le tertiaire 22 %, la consommation de chaleur dans le secteur agricole restant très marginale.

Figure 4.7.1 : consommation totale de chaleur commercialisée (nette des pertes de distribution)
En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Note : la ventilation sectorielle de la consommation n'est disponible qu'à partir de 2007.

Source : SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité et enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie en France

En 2019, la dépense de consommation totale de chaleur commercialisée, non corrigée des variations climatiques, s'élève à 2 533 M€, en baisse de 0,7 % (figure 4.7.2) sur un an, en raison de la baisse des prix (cf. 1.8). Les secteurs résidentiel et tertiaire portent près de 80 % de cette dépense

avec des montants respectifs de 1 277 M€ et 744 M€. Le secteur industriel, qui bénéficie de prix plus bas que le résidentiel et le tertiaire, pèse nettement moins dans la dépense (20 %) que dans la consommation totale en volume.

Figure 4.7.2 : consommation de chaleur commercialisée (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉	En TWh	En M€ ₂₀₁₉
Consommation finale totale	39	2 175	43	2 349	44	2 435	41	2 550	43	2 533
Industrie	17	501	19	508	20	539	17	517	19	494
Résidentiel	14	1 081	15	1 165	15	1 179	15	1 269	15	1 277
Tertiaire	8	588	9	668	9	710	9	752	9	744
Agriculture-pêche	0	5	0	8	0	7	0	12	0	17

Note : la consommation totale de chaleur commercialisée s'élève à 43 TWh en 2019, pour une dépense correspondante de 2 533 M€.

Source : calculs SDES

partie 5

La consommation d'énergie par secteur ou usage en France

— La consommation finale d'énergie baisse de 0,7 % en 2019 en données réelles, à 152,8 Mtep. Corrigée des variations climatiques, elle diminue de 0,9 %, dans un contexte de croissance modérée du PIB. Cette baisse est le fait de la consommation finale à usage énergétique (- 1,0 %), alors que celle à usage non énergétique progresse de 0,9 %. Dans le détail, la consommation finale énergétique à climat constant diminue dans quasiment tous les secteurs, sensiblement dans l'industrie (- 2,5 %) et le tertiaire (- 1,8 %), et plus légèrement dans le résidentiel (- 0,8 %) et l'agriculture (- 0,7 %). Dans les transports, elle est stable. En 2019, les consommateurs finaux d'énergie ont dépensé 167,8 Md€, soit 0,5 % de moins qu'en 2018 en euros constants.



5.1 Consommation finale d'énergie : légère baisse

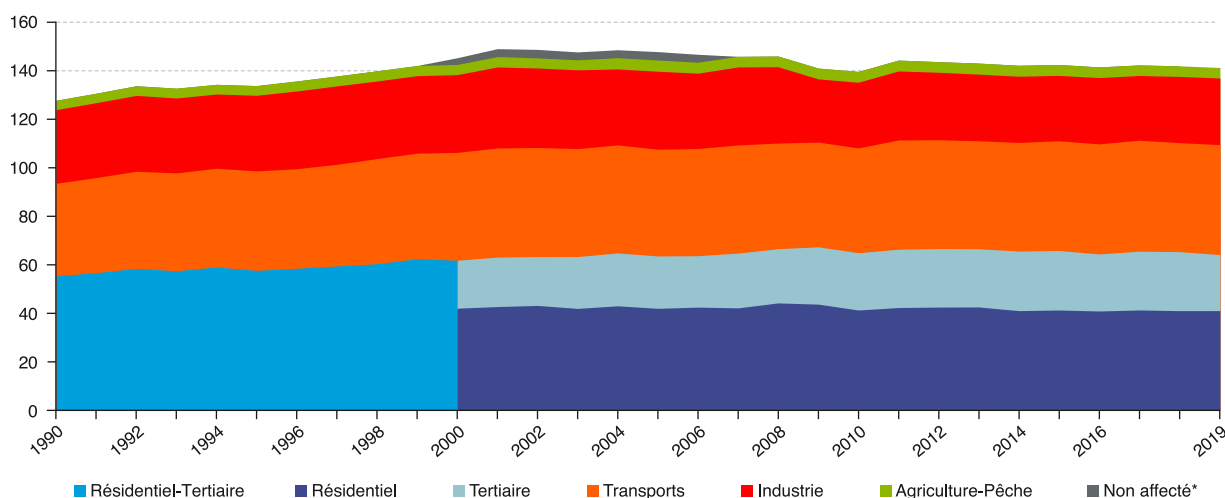
La consommation finale d'énergie réelle baisse de 0,7 % en 2019, pour s'établir à 152,8 Mtep. Le climat hivernal ayant été très légèrement moins doux en 2019 qu'en 2018 et les températures estivales plus chaudes, la consommation finale d'énergie corrigée des variations climatiques diminue de 0,9 % en 2019, au même rythme que l'année précédente, dans un contexte de croissance modérée du PIB (+ 1,5 %). Depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), elle a globalement reculé, de 2,9 %, soit - 0,4 % en moyenne annuelle.

La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, est en baisse (- 1,0 %), pour s'établir à 142,1 Mtep (figure 5.1.1). La consommation diminue en 2019 dans presque tous les secteurs, sensiblement dans l'industrie (- 2,5 %) et le tertiaire (- 1,8 %), et plus légèrement dans le résidentiel (- 0,8 %) et l'agriculture (- 0,7 %). Dans les transports, elle est stable. La consommation non énergétique augmente de 0,9 % en 2019, pour s'établir à 13,4 Mtep.

La dépense nationale en énergie s'élève à 167,8 Md€ en 2019. Elle diminue très légèrement par rapport à 2018 en euros constants, alors qu'elle avait augmenté les deux années précédentes (+ 7 % en 2018 et + 5 % en 2017) - (figure 5.1.2). Cette dépense avait atteint un pic en 2012 à 180,5 Md€₂₀₁₉. En 2019, les dépenses progressent dans le résidentiel (+ 2 %) et le tertiaire (+ 1 %), mais diminuent dans les transports et l'agriculture (- 1 % dans ces deux secteurs) et dans l'industrie (- 2 %).

Le transport concentre plus de 42 % de la dépense, alors que ce secteur pèse moins de 29 % de la consommation. À l'inverse, le poids de l'industrie (y compris consommation non énergétique) est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation (respectivement 13 % et 27 %). Cela s'explique par le fait que les industriels bénéficient généralement de prix inférieurs à la moyenne, grâce à leurs volumes de consommation souvent élevés et à une taxation globalement moindre que celle des ménages.

Figure 5.1.1 : consommation finale énergétique par secteur
En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* La répartition de la chaleur par secteur consommateur n'est pas disponible entre 2000 et 2006.
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.
Source : calculs SDES

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.1.2 : consommation finale par secteur (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Industrie (hors hauts-fourneaux)	27,9	15 083	28,6	13 829	27,6	13 505	28,2	14 443	27,5	13 965
<i>Hauts-fourneaux</i>	<i>3,6</i>	<i>1 000</i>	<i>3,4</i>	<i>1 020</i>	<i>3,8</i>	<i>1 238</i>	<i>3,8</i>	<i>1 306</i>	<i>3,5</i>	<i>1 393</i>
Transports	45,7	61 204	45,8	58 142	46,2	63 947	45,2	70 846	45,2	70 335
Résidentiel	40,2	45 553	42,1	46 161	41,4	46 315	40,0	47 428	39,8	48 222
Tertiaire	22,9	22 792	22,7	21 065	23,1	21 794	22,7	22 240	22,4	22 497
Agriculture-pêche	4,5	3 519	4,4	3 139	4,3	3 376	4,4	3 805	4,4	3 761
Consommation finale énergétique (hors hauts-fourneaux)	141,1	148 151	143,6	142 335	142,6	148 937	140,6	158 763	139,4	158 780
Consommation finale non énergétique	13,9	7 754	13,4	6 544	14,1	7 720	13,3	8 547	13,4	7 630
Consommation finale (hors hauts-fourneaux)	155,0	155 905	157,0	148 880	156,7	156 656	153,8	167 310	152,8	166 410
Dépense nationale en énergie (y compris hauts-fourneaux)		156 905		149 900		157 895		168 616		167 803

Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, les hauts-fourneaux sont exclus de la consommation finale. Dans le cadre du bilan monétaire, ils sont en revanche inclus dans l'industrie et dans la dépense nationale en énergie.

Source : calculs SDES

5.2 Stabilité de la dépense en énergie par ménage

Au total, les ménages français ont consommé 65,7 Mtep d'énergie en 2019 (*figure 5.2.1*), dont 39,8 Mtep dans leurs logements (*cf. 5.3*) et 25,9 Mtep pour leurs déplacements (*cf. 5.5*). À cette fin, ils ont dépensé 94,6 Md€.

La dépense courante d'énergie d'un ménage représente ainsi en moyenne 3 144 €, dont 1 602 € liés à l'énergie dans le logement et 1 542 € d'achat de carburants (*figure 5.2.2*). Cette facture moyenne est stable en euros constants entre 2018 et 2019, alors qu'elle avait augmenté les deux années précédentes (+ 5,6 % en 2018 et + 3,7 % en 2017). Plus précisément, la légère hausse de la dépense d'énergie liée au logement (+ 0,8 %) est compensée par la baisse modérée de celle de carburants (- 0,9 %). Cette dernière avait augmenté de manière conséquente en 2017 (+ 8,8 %) et en 2018 (+ 10,2 %).

La légère progression de la dépense moyenne d'énergie domestique résulte de la hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité (*cf. 1.1*), alors que la consommation d'énergie résidentielle est en légère baisse (*cf. 5.3*). Les taxes énergétiques liées au logement (taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), contribution au service public de l'électricité (CSPE)...), ont par ailleurs très légèrement diminué, passant en moyenne

de 273 €₂₀₁₉ en 2018 à 268 € en 2019 (*figure 5.2.3*). Ces taxes avaient plus que doublé entre 2011 et 2018. Le montant des chèques énergie émis en 2019 représente, quant à lui, 1,7 % de la facture d'énergie liée au logement en moyenne sur l'ensemble de la population (bénéficiaire ou non). Cette proportion augmente de 0,6 point par rapport à 2018.

L'évolution de la facture des ménages diffère selon les énergies. Tandis que les dépenses moyennes en électricité et en gaz naturel augmentent (respectivement + 1,3 % et + 3,2 % en euros constants), celle en produits pétroliers à usage domestique baisse (- 5,8 %), en raison de la forte diminution de leur consommation (- 7,5 % en moyenne par ménage, non corrigée des variations climatiques). La dépense moyenne en chaleur est quasiment stable. Enfin, la facture de bois par ménage augmente de 0,9 %.

La diminution de la dépense en carburants trouve son origine dans la baisse des prix, la consommation étant en légère hausse entre 2018 et 2019. Le montant global des taxes énergétiques (composé de la TICPE en métropole et de la taxe spéciale de consommation (TSC) et de l'octroi de mer dans les DOM) passe de 666 €₂₀₁₉ en 2018 à 658 € en 2019 (*figure 5.2.4*). Ces taxes avaient augmenté de près de 25 % entre 2014 et 2018.

Figure 5.2.1 : consommation d'énergie des ménages (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

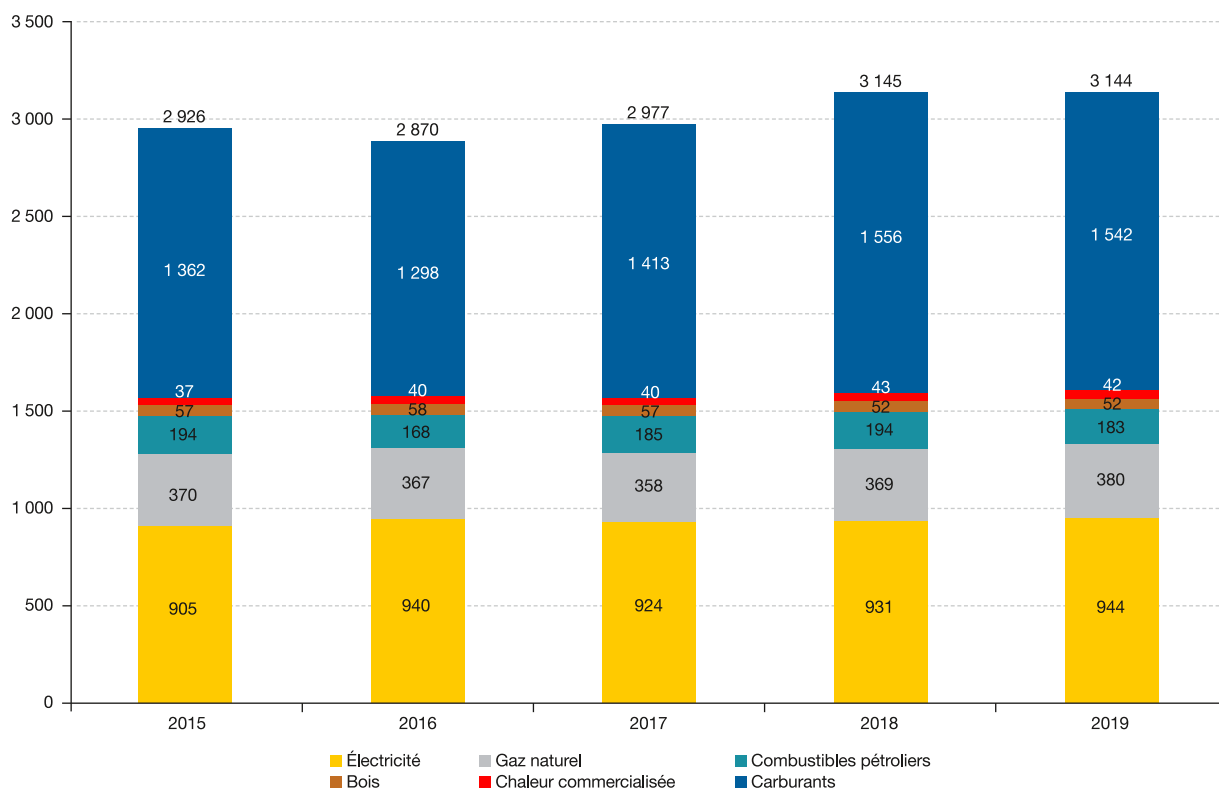
	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Logement	40,2	45 553	42,1	46 161	41,4	46 315	40,0	47 428	39,8	48 222
Transports	26,0	39 660	26,2	38 110	26,3	41 816	25,7	46 453	25,9	46 420
Total	66,2	85 212	68,3	84 271	67,6	88 131	65,7	93 882	65,7	94 641

Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie pour le logement.
Source : calculs SDES

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.2.2 : dépense en énergie par ménage entre 2015 et 2019

En euros 2019



*Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie par ménage pour le logement.
Les dépenses en charbon, qui représentent de l'ordre de 12 M€ par an, ne sont pas représentées ici, mais sont bien incluses dans le total.
Source : calculs SDES*

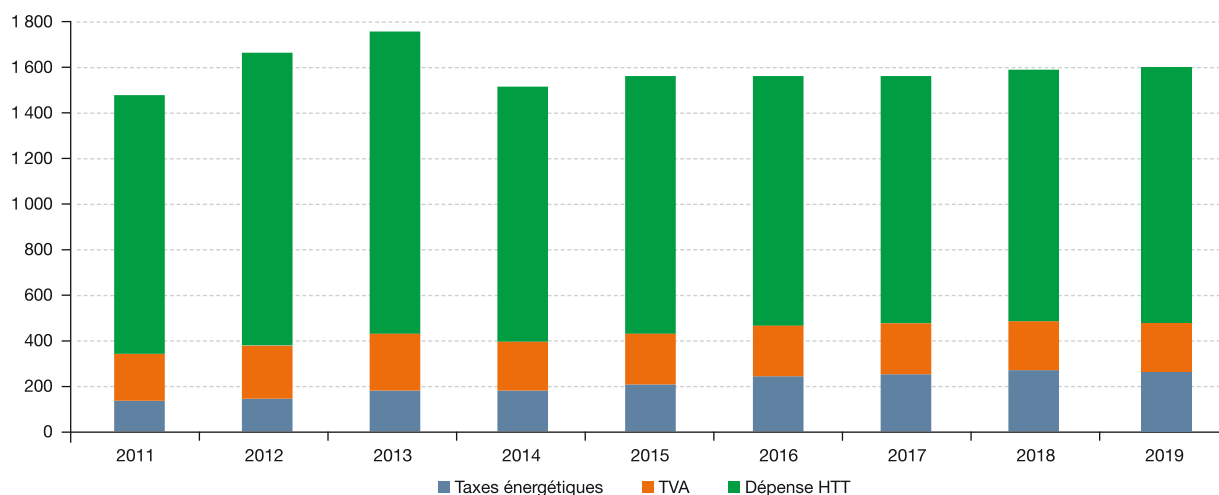
partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Au total, en 2019, l'énergie représente 8,9 % des dépenses réelles des ménages, hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim), et 5,7 % de leur consommation effective, incluant notamment

ces éléments (figure 5.2.3). Cette part est stable après une hausse de 0,4 point entre 2017 et 2018. Elle demeure sensiblement éloignée de son pic atteint en 1985, à 11,9 %.

Figure 5.2.3 : décomposition de la dépense moyenne des ménages en énergie pour le logement

En euros 2019

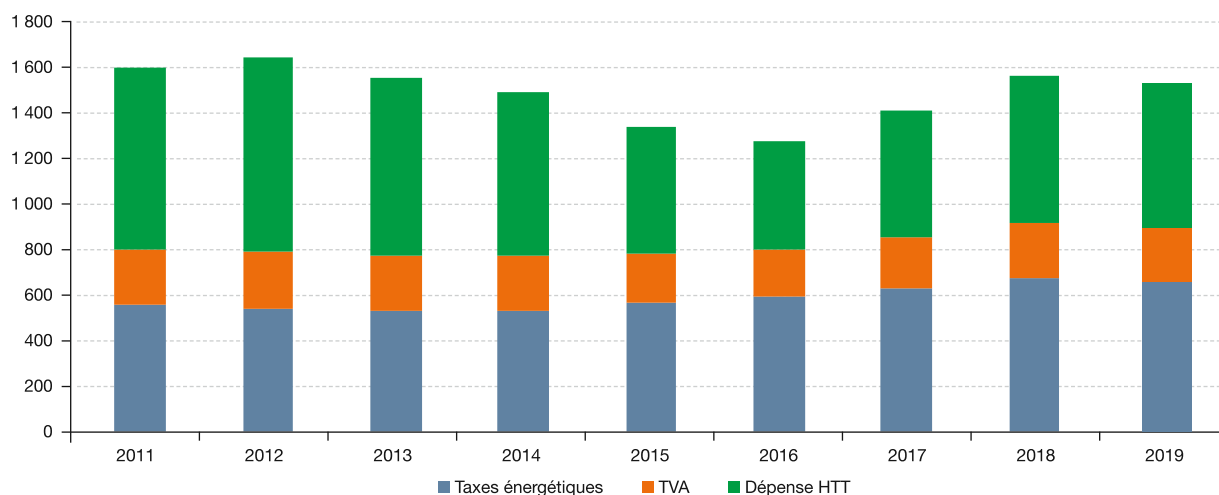


Champ : France entière (y compris DOM).

Source : SDES

Figure 5.2.4 : décomposition de la dépense moyenne de carburants par ménage

En euros 2019



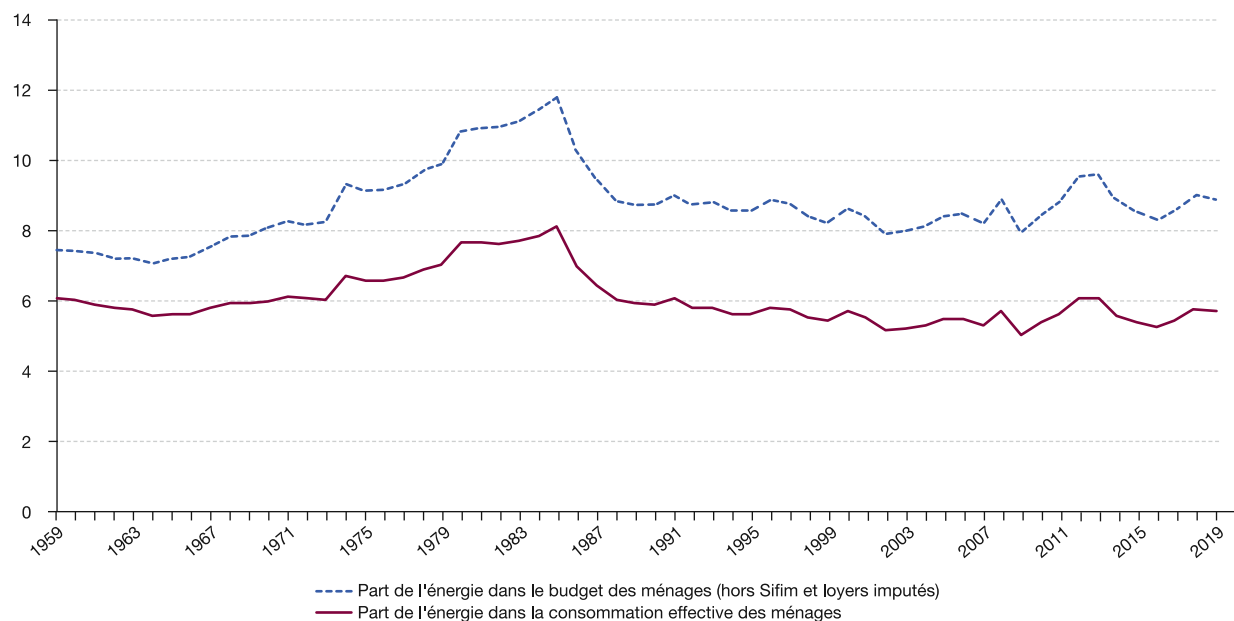
Champ : France entière (y compris DOM).

Source : SDES

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.2.5 : part de l'énergie dans le budget des ménages

En %



Note : le budget des ménages est calculé comme les dépenses des ménages au sens de la Comptabilité nationale, hors loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim). La consommation effective intègre ces deux éléments ainsi que les consommations correspondant à des dépenses individualisables faites par les institutions sans but lucratif au service des ménages (ISBLSM) et par les administrations publiques (APU) en matière de santé, d'enseignement, d'action sociale. Le budget est proche de ce que déboursent les ménages pour leur consommation courante, tandis que la consommation effective approche ce dont ils bénéficient, y compris ce qui est payé par l'ensemble de la collectivité. Le chèque énergie, introduit en 2018 à la place des tarifs sociaux du gaz et de l'électricité, n'est pas déduit de la dépense d'énergie pour le logement. Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Sources : Insee, Comptes nationaux ; calculs SDES

5.3 Résidentiel : baisse modérée de la consommation

En 2019, la consommation énergétique du secteur résidentiel fléchit légèrement par rapport à 2018 (- 0,4 %) et s'établit à 39,8 Mtep. À climat constant, elle baisse un peu plus (- 0,8 %), au même rythme que l'année précédente (*figure 5.3.1*). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, la consommation diminue de 4,6 % dans le résidentiel, soit de 0,7 % en moyenne annuelle, en données corrigées des variations climatiques. Le bouquet énergétique du secteur continue par ailleurs à se décarboner : la part de l'électricité, des énergies renouvelables et de la chaleur commercialisée progresse, passant de 53 % à 60 % entre 2012 et 2019, au détriment de celle des combustibles fossiles (gaz naturel, produits pétroliers et charbon).

À climat constant, la consommation d'électricité s'établit à 14,1 Mtep en 2019, en baisse de 0,5 %. Principale énergie dans le secteur résidentiel (un tiers de la consommation totale et plus de la moitié de la dépense), elle est en premier lieu utilisée pour des usages spécifiques (petit et gros électroménager, éclairage, audiovisuel, informatique, etc.). La consommation de gaz naturel, énergie la plus employée pour le chauffage des ménages, diminue de 2,0 %, pour s'établir à 12,1 Mtep. Représentant près d'un quart de la consommation totale du secteur résidentiel avec 9,7 Mtep, la consommation d'énergies renouvelables thermiques et déchets est en hausse de 3,5 % à climat constant, portée par une forte augmentation du parc de logements équipés de pompes à chaleur (+ 17 % entre 2018 et 2019). La consommation de produits pétroliers poursuit en 2019 la

tendance à la baisse observée depuis le début des années 2000, perdant 6,8 % à climat constant, pour atteindre 4,5 Mtep. Cette baisse s'explique notamment par la diminution du parc de logements équipés en chaudières au fioul. La consommation de chaleur commercialisée (*i.e.* distribuée via des réseaux) croît de 1,3 %, corrigée des variations climatiques, s'élevant à 1,4 Mtep en 2019.

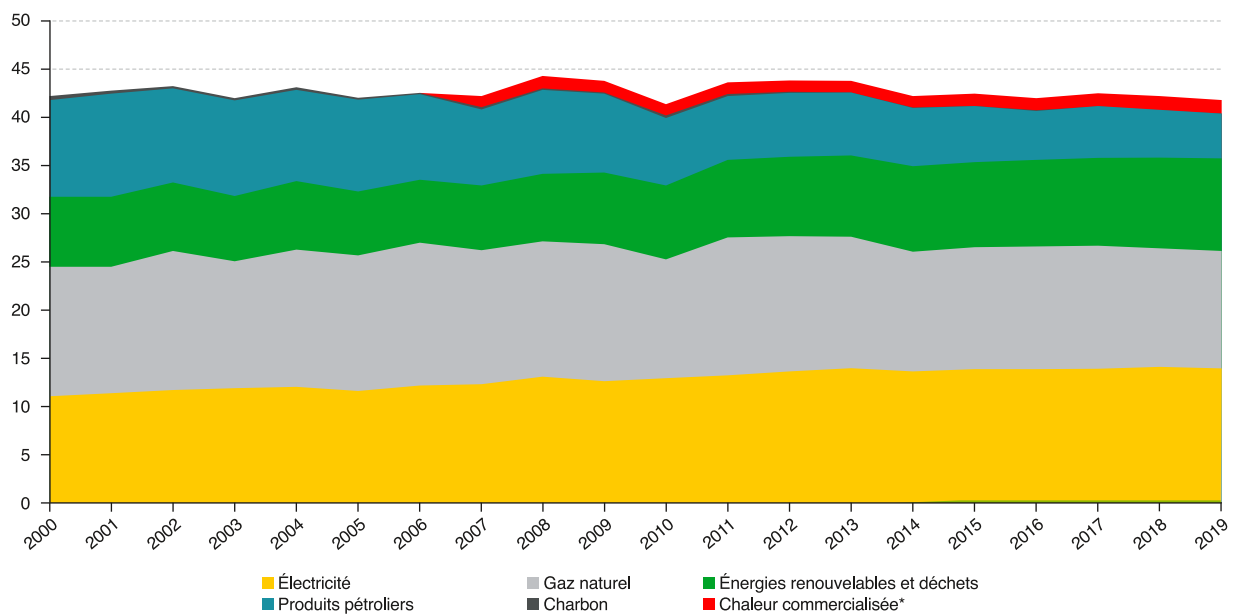
La dépense globale du secteur résidentiel s'établit à 48,2 milliards d'euros en 2019 (*figure 5.3.2*). Contrairement à la consommation, cette dépense augmente en euros constants (+ 1,7 %), du fait de la hausse des prix (*cf. 1.1*). Les dépenses en gaz naturel (11,5 milliards d'euros) et en électricité (28,4 milliards d'euros) connaissent les plus fortes progressions (respectivement + 4,1 % et + 2,2 %). Les dépenses en énergies renouvelables (1,6 milliard d'euros) et en chaleur commercialisée (1,3 milliard d'euros) augmentent plus modérément (respectivement + 1,8 % et + 0,7 %). La dépense en produits pétroliers à usage domestique (5,5 milliards d'euros) diminue, quant à elle, de 5,0 % en 2019.

Par usage, toutes énergies confondues et en données corrigées des variations climatiques, le chauffage représente un peu plus des deux tiers de la consommation du résidentiel en France métropolitaine en 2019, devançant l'électricité spécifique (17 %), l'eau chaude sanitaire (10 %) et la cuisson (5 %) - (*figure 5.3.3*). La climatisation, bien qu'en forte progression en 2019, ne représente qu'une part marginale de la consommation (0,3 %). Hormis celle-ci, la consommation d'énergie diminue pour tous les usages.

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.3.1 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

Figure 5.3.2 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

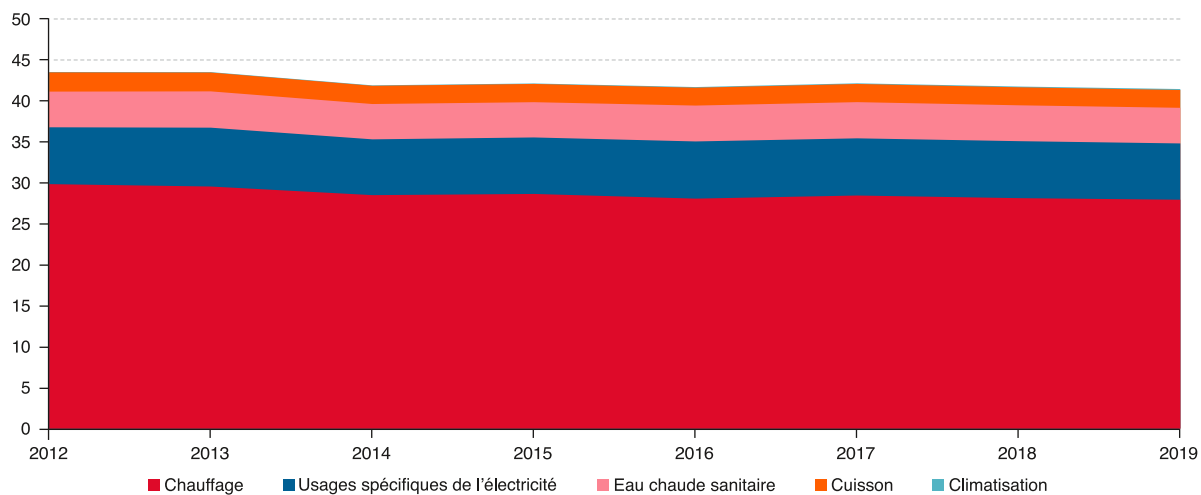
	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Produits pétroliers	5,7	5 653	5,3	4 923	5,3	5 471	4,7	5 792	4,3	5 502
Gaz naturel	12,1	10 791	13,0	10 769	12,5	10 597	11,7	11 003	11,4	11 450
Charbon	0,0	9	0,0	10	0,0	11	0,0	13	0,0	12
Énergies renouvelables et déchets*	8,5	1 646	9,2	1 693	9,0	1 699	8,8	1 547	9,1	1 574
Électricité	14,0	26 372	14,4	27 600	14,2	27 357	13,9	27 805	13,7	28 407
Chaleur commercialisée	1,2	1 081	1,3	1 165	1,3	1 179	1,3	1 269	1,3	1 277
Total	41,5	45 553	43,3	46 161	42,3	46 315	40,5	47 428	39,8	48 222

* Pour la valorisation monétaire des énergies renouvelables thermiques et déchets, seul le bois de chauffage commercialisé est pris en compte.

Source : calculs SDES

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.3.3 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel par usage
En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



Champ : France métropolitaine.
Source : calculs SDES, d'après Ceren

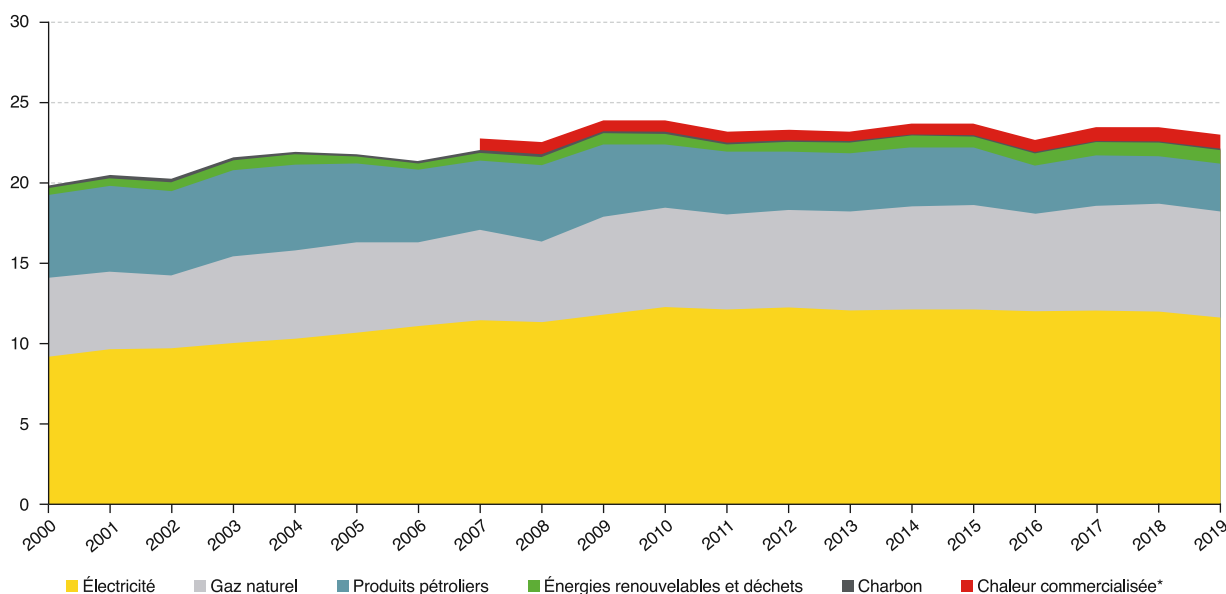
5.4 Tertiaire : baisse de la consommation

En 2019, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire s'établit à 22,4 Mtep, en diminution de 1,2 % par rapport à 2018. La baisse de la consommation corrigée des variations climatiques (CVC) est plus importante, s'élevant à 1,8 % (figure 5.4.1), car, d'une part, les températures hivernales ont été un peu moins douces qu'en 2018 et, d'autre part, les températures estivales ont été plus élevées. La consommation énergétique dans le secteur tertiaire a

progressé de manière quasi continue durant les années 2000 pour tendre à se stabiliser depuis le début de la décennie. Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), la consommation du secteur tertiaire est en légère baisse à climat constant, de 1,4 %, ce qui correspond à une décroissance annuelle moyenne de 0,2 %.

Figure 5.4.1 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

En 2019, à climat constant, la consommation d'électricité, qui représente un peu plus de la moitié du bouquet énergétique du tertiaire, baisse de 3,0 %, alors qu'elle était restée à peu près stable depuis le début de la décennie. La consommation de gaz naturel baisse, quant à elle, très légèrement (- 0,4 %), alors qu'elle était sur une tendance croissante depuis le début de la décennie. La consommation de produits pétroliers baisse de 1,6 %, à un rythme un peu moins soutenu que ces dernières

années en moyenne (- 3,0 % en moyenne annuelle depuis 2012). La consommation d'énergies renouvelables progresse de 3,0 %, mais plus modestement que ces dernières années (+ 6,5 % en moyenne annuelle depuis 2012). La consommation de chaleur commercialisée via des réseaux fléchit de 0,8 %, alors que, depuis 2012, elle augmentait de 3,7 % par an en moyenne.

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.4.2 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Produits pétroliers	3,4	2 593	3,0	2 054	3,1	2 427	2,9	2 686	2,8	2 681
Gaz naturel	5,8	3 139	5,9	2 998	6,1	3 043	6,1	3 349	6,1	3 207
Charbon	0,0	8	0,0	8	0,0	11	0,0	11	0,0	10
Énergies renouvelables et déchets	0,7	71	0,7	82	0,8	95	0,8	99	0,8	103
Électricité	12,2	16 394	12,3	15 254	12,2	15 507	12,1	15 343	11,9	15 752
Chaleur commercialisée	0,7	588	0,8	668	0,8	710	0,8	752	0,8	744
Total	22,9	22 792	22,7	21 065	23,1	21 794	22,7	22 240	22,4	22 497

Source : calculs SDES

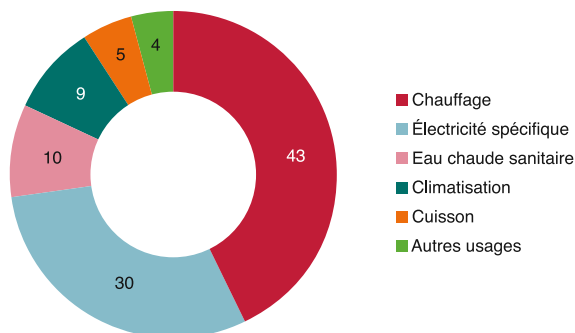
En 2019, le secteur tertiaire a dépensé près de 22,5 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, soit une progression de 1,2 % en euros constants par rapport à 2018 (figure 5.4.2). Cette augmentation est due à la dépense en énergies renouvelables (+ 4,2 %) et en électricité (+ 2,7 %), alors que celle en gaz est en baisse (- 4,3 %) et que celle en produits pétroliers reste stable.

En 2019, l'électricité concentre un peu plus des deux tiers de la dépense, contre la moitié de la consommation finale,

du fait d'un prix relativement élevé par rapport aux autres énergies. À l'inverse, le poids du gaz naturel est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation (respectivement 14 % et 27 %). Troisième énergie du secteur, les produits pétroliers représentent 12 % de la dépense (et 13 % de la consommation), devant la chaleur commercialisée via des réseaux (3 % de la dépense totale et 4 % de la consommation).

Figure 5.4.3 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire selon les usages en 2019

En % (données non corrigées des variations climatiques)



Note : les secteurs de la réparation/installation de machines industrielles, de la distribution d'eau et du traitement des eaux usées/déchets ne sont pas pris en compte dans ce graphique alors qu'ils sont inclus dans le champ de la consommation énergétique tertiaire du bilan de l'énergie.

Champ : le périmètre géographique est la France métropolitaine.

Source : Ceren

Le chauffage est le principal usage (43 %) de la consommation finale énergétique dans le tertiaire (figure 5.4.3). Le gaz naturel représente la moitié de l'énergie employée pour cette utilisation devant le fioul domestique et l'électricité (17 % chacun). En 2019, la consommation réelle consacrée au chauffage diminue de 1,3 % (après - 4,6 % en 2018).

Stable en 2019, la consommation d'électricité à usage spécifique (matériel informatique, éclairage...) mobilise 30 % de la consommation finale énergétique du tertiaire.

L'eau chaude sanitaire et la climatisation représentent chacune un peu plus de 9 % du total. Le gaz naturel est l'énergie la plus utilisée pour l'eau chaude sanitaire (45 %), devant l'électricité (32 %). La consommation consacrée à la climatisation a progressé de 3 % en 2019.

La cuisson et les autres usages ont un poids moins important dans la consommation d'énergie du tertiaire (environ 4,5 % chacun).

5.5 Transports : stabilité de la consommation

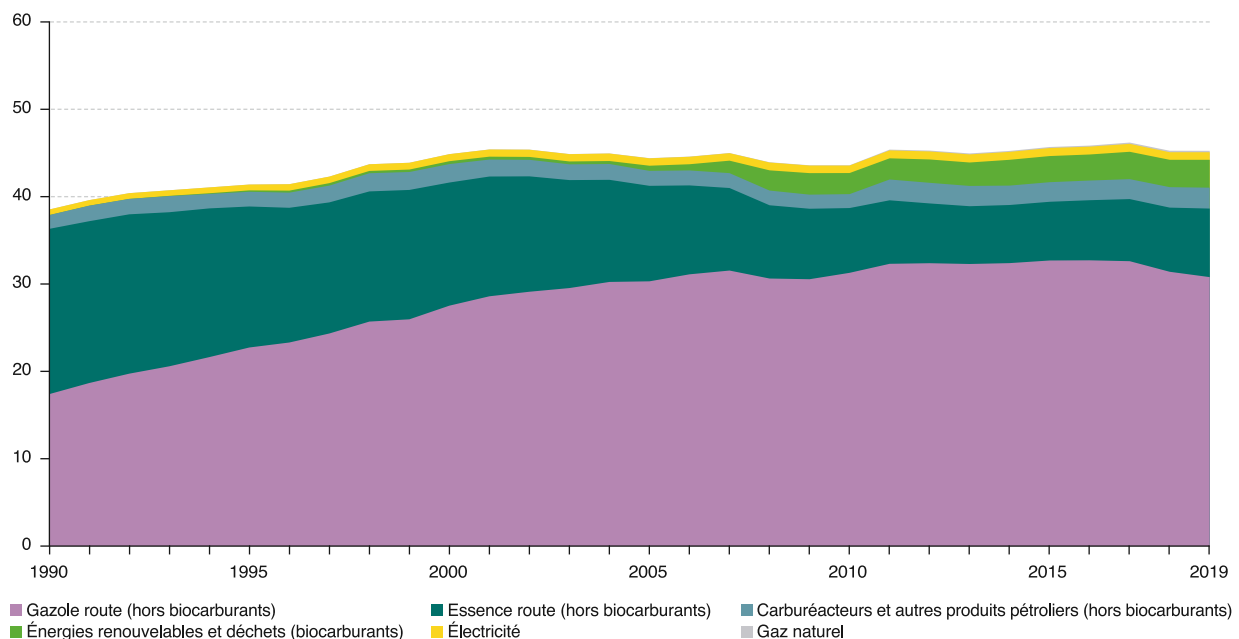
En 2019, l'usage des transports représente 32 % de la consommation énergétique finale, soit 45,2 Mtep, dont 25,9 Mtep sont imputables aux ménages (cf. 5.2) et 19,4 Mtep aux entreprises et administrations. Par convention statistique internationale, cette consommation exclut les soutes internationales aériennes (6,1 Mtep) et maritimes (1,7 Mtep).

La consommation énergétique finale pour les transports reste stable en 2019 (- 0,02 % par rapport à 2018), alors qu'elle avait sensiblement décliné l'année précédente

(- 2,1 %) - (figure 5.5.1). Elle est également globalement stable par rapport à 2012 (- 0,1 %), année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1). L'efficacité énergétique s'est globalement améliorée dans les transports en 2019, puisque, concomitamment à la stabilité de la consommation, le transport national de voyageurs a crû légèrement (+ 0,3 %) et celui de marchandises plus fortement (+ 2,8 %) - (Bilan annuel des transports en 2019, SDES).

Figure 5.5.1 : consommation finale énergétique des transports

En Mtep

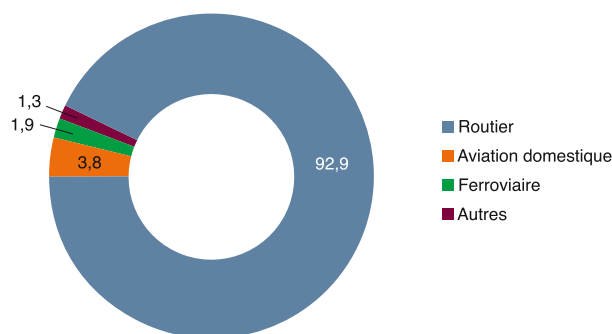


Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.
Source : calculs SDES

Les consommations du secteur (figure 5.5.2) sont dominées par le mode routier (93 %, soit 42,0 Mtep), en relation avec ses parts modales dans le transport de passagers (plus de 82 %) comme de marchandises (86 %). Les vols domestiques (y compris les liaisons entre métropole et outre-mer) représentent 3,8 % de la consommation énergétique finale, pour moins de 6 % du transport de voyageurs. En incluant les vols internationaux (soutes aériennes

internationales), la consommation du transport aérien représente 15 % des usages de transports. La part du secteur ferroviaire dans la consommation finale (1,9 %, à 0,9 Mtep en 2019) est bien inférieure à ses parts modales (11 % et 9 % respectivement pour les passagers et le fret). La consommation du transport maritime et fluvial national est inférieure à 0,2 Mtep.

Figure 5.5.2 : part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports en 2019
En %



Source : calculs SDES

Le bouquet énergétique, hors soutes internationales, est largement dominé par les produits pétroliers (90,7 %), principalement à destination des transports routiers. Il est complété par les biocarburants (7,1 %) et l'électricité (1,9 %), le gaz restant marginal (0,4 %).

Les ventes d'essence (en excluant les biocarburants incorporés) progressent très nettement en 2019 (+ 6,9 %), à 7,9 Mtep. Elles accompagnent un bond comparable de la circulation des voitures particulières à motorisation essence (+ 7,6 % en 2019). C'est d'abord une conséquence d'un rééquilibrage du parc de véhicule particuliers, la part des moteurs à essence étant passée sur cinq ans de 35 à 39 %. Il est renforcé par une augmentation régulière du kilométrage annuel moyen de ces véhicules sur la même période (+ 2 % par an).

Les ventes de gazole routier (hors biocarburants incorporés) sont à l'inverse en baisse de 1,9 % en 2019. Elles représentent 68 % de la consommation finale pour le transport, à 30,7 Mtep. Au contraire des motorisations essence, la circulation des voitures particulières au gazole recule nettement en 2019 (- 3,2 %), tout comme leur consommation. Ces dernières représentent toujours plus de la moitié des consommations de carburants routiers. La consommation des poids lourds recule également, mais dans une moindre mesure (- 1,6 % en 2019), alors que le transport routier de marchandises croît de 2,8 % en tonnes-kilomètres. Cette croissance étant pour moitié due au transport international (+ 3,4 %), les achats de carburants en France (auxquels est assimilée la consommation totale dans le présent bilan) peuvent en partie se reporter vers l'étranger. Par ailleurs, les poids lourds français ont vu à la fois leur chargement moyen augmenter (+ 2 %) et leur consommation unitaire moyenne diminuer (- 1 %) en 2019.

À 3,2 Mtep, la consommation de biocarburants routiers croît de 1,9 % en 2019. Cela reflète une hausse de leurs taux

d'incorporation moyens qui sont, en 2019, de 7,6 % pour le diesel et 7,7 % pour l'essence, contre respectivement 7,5 % et 7,4 % en 2018 (en contenu énergétique).

Tous carburants routiers confondus, les ventes sont stables en 2019 (- 0,1 %). Le net regain de ventes en décembre par rapport à la fin d'année 2018, marquée par le mouvement des « gilets jaunes », est compensé par une très légère baisse sur le reste de l'année. Les consommations (41,8 Mtep) sont stables à moyen terme (- 0,4 % par rapport à 2012), avec des croissances des parts de l'essence (+ 2,5 points) et des biocarburants (+ 1,2 point) au détriment du diesel.

La consommation de carburéacteurs augmente en 2019 de 4,3 % (soutes internationales comprises), pour s'établir à 7,8 Mtep. Cette hausse est comparable à celle du trafic aérien de passager international (+ 5 %) comme national (+ 4 %). Depuis 2012, cette consommation croît de 1,8 % par an en moyenne.

Les livraisons à destination des soutes maritimes internationales, principalement sous forme de fioul lourd, sont en baisse de 13 % en 2019. L'activité du transport maritime s'est repliée en 2019 (- 3 %), notamment en fin d'année, et la baisse des consommations se concentre sur le dernier trimestre.

La consommation d'électricité, majoritairement liée au mode ferré, s'élève à 0,9 Mtep en 2019. Elle est stable par rapport à 2018 et inférieure de 5 % à son niveau de 2017. L'épisode de grève de fin d'année 2019 a eu un impact sur les consommations comparable à celui du deuxième trimestre 2018.

La consommation de gaz naturel pour le mode routier (y compris le gaz naturel porté par camion sous forme de gaz naturel liquéfié depuis les terminaux méthaniers) poursuit sa forte croissance, de 23 %, en 2019. À un niveau inférieur à 0,2 Mtep en 2019, elle représente 0,4 % de la consommation finale.

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

La dépense énergétique du secteur des transports s'élève en 2019 à 70 Md€ (*figure 5.5.3*). Comme la consommation finale, la facture énergétique des transports est dominée par les produits pétroliers (95 %), en particulier à destination du transport routier (94 %). Elle est en légère baisse en 2019 (- 0,6 %), exprimée en euros constants, en raison de la stabilité

des consommations et des prix en euros courants des carburants (*cf. 1.3*). Cela fait suite à deux années de forte augmentation de la dépense (+ 10 % puis + 11 % en 2017 et 2018) qui traduisait la hausse des prix des carburants routiers. Les taxes énergétiques sur les carburants représentent 43 % de la dépense en 2019, une part stable sur un an (- 0,1 point).

Figure 5.5.3 : consommation finale énergétique des transports (hors soutes internationales) par énergie et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Produits pétroliers	41,6	58 003	41,8	54 948	42,0	60 629	41,0	67 480	41,0	67 069
Gaz naturel	0,1	69	0,1	65	0,1	60	0,2	87	0,2	72
Énergies renouvelables et déchets (biocarburants)	3,0	2 565	3,0	2 626	3,1	2 777	3,1	2 753	3,2	2 660
Électricité	0,9	567	0,9	503	0,9	480	0,9	527	0,9	534
Total	45,7	61 204	45,8	58 142	46,2	63 947	45,2	70 846	45,2	70 335

Source : calculs SDES

5.6 Industrie : baisse de la consommation énergétique

Le secteur de l'industrie comprend ici l'industrie manufacturière, y compris agroalimentaire, et la construction. La consommation de charbon des hauts-fourneaux, considérés comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie par convention statistique internationale, est exclue de la consommation d'énergie physique de l'industrie (et traitée en conséquence dans la partie 3) mais incluse dans la dépense. Par ailleurs, on distingue les usages énergétiques de l'énergie de ses usages non énergétiques, c'est-à-dire de l'utilisation des molécules comme matière première. Les usages non énergétiques sont traités en détail, énergie par énergie, dans la partie 4 du bilan. La consommation à usage non énergétique s'établit à 13,4 Mtep en 2019. La grande majorité de ces consommations à usage non énergétique concerne l'industrie chimique, avec en tête la consommation de produits pétroliers (8,7 Mtep, production de plastique notamment), puis de gaz naturel (1,2 Mtep, principalement pour la synthèse d'engrais).

En 2019, la consommation finale à usage énergétique de l'industrie et de la construction s'établit à 27,5 Mtep, en baisse de 2,5 % (en données réelles comme corrigées des variations climatiques), après avoir rebondi de 2,6 % en 2018 (*figure 5.6.1*). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, elle baisse à climat constant de 5,7 %, soit - 0,8 % en moyenne annuelle.

La consommation décélère à + 2,2 % après + 5,8 % en 2018 dans le secteur de la chimie-pétrochimie, qui représente près du quart de la consommation finale industrielle (*figure 5.6.2*). Le secteur des produits minéraux non métalliques, qui en représente 14 %, a aussi une consommation d'énergie en hausse sur un an (+ 1,1 %, après + 4,7 % en 2018). À l'inverse, la consommation dans la sidérurgie (hors hauts-fourneaux), qui pèse 6 % de la consommation énergétique industrielle, diminue de 10,1 %. Celle du secteur de la production des métaux non ferreux (4 % de la consommation énergétique industrielle) décroît plus modérément en 2019 (- 0,8 %, après - 10,4 % en 2018).

Le bouquet énergétique final (*figure 5.6.1*) est dominé en 2019 par le gaz (38 %) et l'électricité (36 %). Viennent ensuite les produits pétroliers (10 %), les énergies renouvelables et les déchets (7 %), la chaleur commercialisée (6 %) et le charbon (3 %). En incluant les consommations des hauts-fourneaux, la part du charbon passerait toutefois à 14 %.

À climat constant, la consommation finale de gaz naturel à usage énergétique diminue par rapport à 2018, à 10,7 Mtep (soit - 4,6 %). Quasiment tous les secteurs sont concernés par cette baisse qui est particulièrement forte dans la sidérurgie (- 20 %) et, dans une moindre mesure, le papier (- 7 %) et les industries agroalimentaires (- 6 %). À l'inverse, on observe une faible hausse de la consommation dans le secteur des produits minéraux non métalliques (+ 1 %).

En 2019, à climat constant, la consommation finale d'électricité (10,0 Mtep) est en baisse de 1,2 % par rapport à 2018. Cette baisse est principalement portée par les secteurs de la sidérurgie (- 8 %), et du papier (- 5 %). La consommation dans la chimie-pétrochimie augmente de 2 % et celle des produits minéraux non métalliques et des métaux non ferreux de 1 %.

La consommation finale de produits pétroliers est quasiment stable en 2019 (+ 0,5 %), après avoir augmenté de 6,1 % en 2018. Par rapport à 2012, elle reste toutefois en baisse, de 1,7 % par an en moyenne.

En 2019, la consommation finale d'énergies renouvelables et de déchets fléchit (- 1,8 %), après une hausse de 8,7 % en 2018.

La consommation finale de chaleur se redresse en 2019 (+ 9 %), après une forte baisse en 2018 (- 14 %). Cette hausse est portée par le secteur de l'agroalimentaire (+ 26 %) et celui de la chimie-pétrochimie (+ 14 %), alors que la consommation diminue de 13 % dans le papier.

La consommation finale de charbon (hors hauts-fourneaux) est en forte diminution (- 18,3 %). Cette baisse se concentre dans les secteurs de l'agroalimentaire et de la chimie-pétrochimie, la consommation augmentant, à l'inverse, dans la sidérurgie (hors hauts-fourneaux). Elle baisse dans les hauts-fourneaux, non pris en compte dans la consommation finale industrielle (*cf. 3.3*).

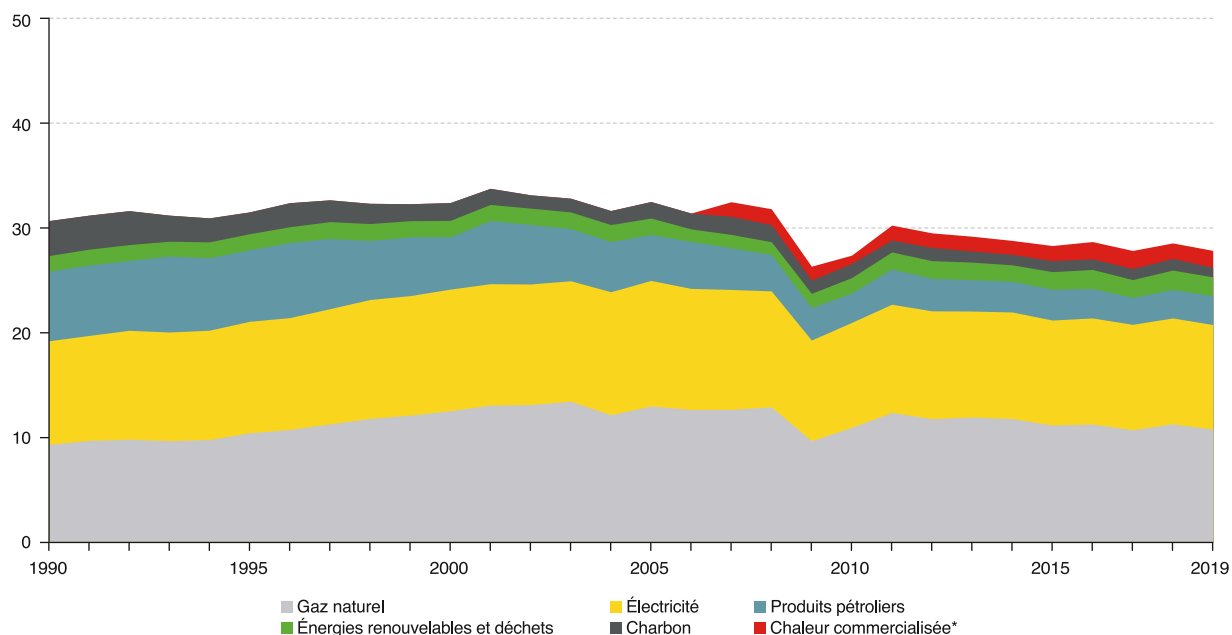
La dépense énergétique totale (*figure 5.6.3*) de l'industrie (y compris hauts-fourneaux) s'élève, en 2019, à 15,4 milliards d'euros. Elle baisse sur un an après avoir rebondi en 2018 (- 2 %, après + 7 % en euros constants) du fait de la baisse de la consommation.

La facture en électricité représente, à elle seule, plus de la moitié de la dépense totale (58 %) et celle en gaz naturel près du quart (24 %), alors que ces deux énergies ont une part presque identique dans la consommation finale énergétique.

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.6.1 : consommation finale énergétique de l'industrie

En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



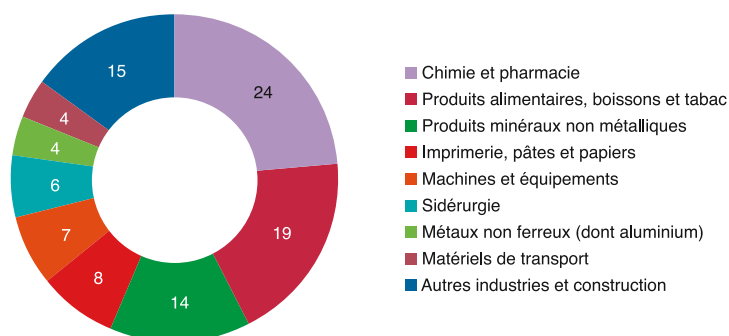
* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

Figure 5.6.2 : répartition par secteur de la consommation finale énergétique de l'industrie en 2019

En %



Note : les secteurs présentés sont des agrégats de la classification NAF. Toutefois, les hauts-fourneaux ont été exclus de la sidérurgie, conformément aux conventions internationales sur les statistiques de l'énergie.

Source : calculs SDES

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.6.3 : consommation finale énergétique de l'industrie par énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Produits pétroliers	2,9	1 488	2,8	1 283	2,6	1 428	2,7	1 746	2,7	1 660
Gaz naturel	10,9	4 297	11,2	3 845	10,5	3 569	11,0	3 987	10,5	3 325
Charbon et dérivés : hors hauts-fourneaux	1,0	186	1,0	183	1,1	228	1,1	265	0,9	221
<i>Charbon et dérivés : hauts-fourneaux</i>	<i>3,6</i>	<i>1 000</i>	<i>3,4</i>	<i>1 020</i>	<i>3,8</i>	<i>1 238</i>	<i>3,8</i>	<i>1 306</i>	<i>3,5</i>	<i>1 393</i>
Énergies renouvelables et déchets*	1,7	91	1,8	109	1,7	120	1,8	145	1,8	130
Électricité	10,0	8 521	10,1	7 900	10,0	7 621	10,1	7 784	9,9	8 134
Chaleur commercialisée	1,4	501	1,6	508	1,7	539	1,5	517	1,6	494
Total (hors hauts-fourneaux)	27,9	15 083	28,6	13 829	27,6	13 505	28,2	14 443	27,5	13 965
Dépense totale y compris hauts-fourneaux		16 083		14 849		14 744		15 749		15 358

* Pour la valorisation monétaire des énergies renouvelables et déchets, seuls le bois-énergie et les biocarburants sont pris en compte.

Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, les hauts-fourneaux sont exclus de la consommation finale. Dans le cadre du bilan monétaire, ils sont en revanche inclus dans l'industrie et dans la dépense nationale en énergie.

Source : calculs SDES

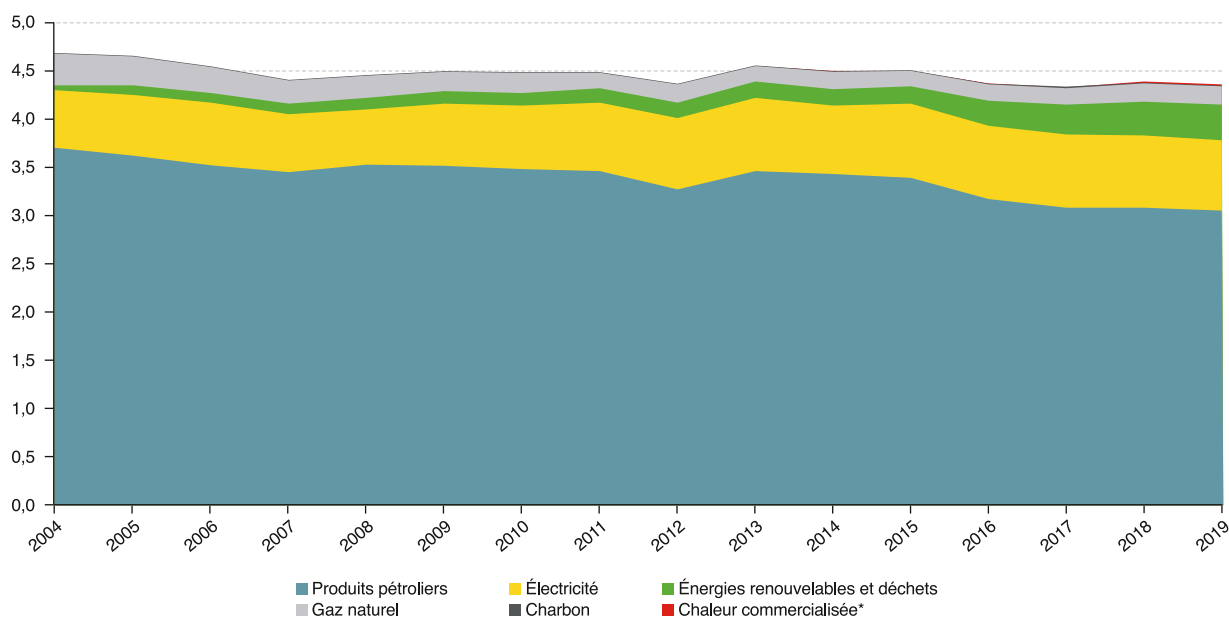
5.7 Agriculture-pêche : léger repli de la consommation

Avec 4,4 Mtep, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche est en légère baisse (- 0,7 %) en 2019, après un rebond de 1,3 % en 2018. Elle varie peu globalement depuis une dizaine d'années et apparaît en

particulier assez peu sensible aux fluctuations de la production agricole. Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), la consommation de l'agriculture et de la pêche est stable.

Figure 5.7.1 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche

En Mtep



* Données disponibles à partir de 2007 uniquement.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.

Source : calculs SDES

Le mix énergétique est toujours dominé par les produits pétroliers, qui représentent 70 % de la consommation agricole en 2019, même si cette part est tendanciellement en recul. La consommation des produits pétroliers baisse légèrement en 2019 (- 1,0 %). Celle de l'électricité, qui représente la deuxième source d'énergie du secteur (17 %), baisse de près de 2 %. Viennent ensuite les énergies renouvelables et déchets qui représentent 8 % de la consommation énergétique

agricole, en progression de 2,4 % sur un an. La consommation de gaz naturel est quasiment stable (+ 0,6 %).

La pêche représente 6,8 % des consommations d'énergie de l'ensemble agriculture-pêche. Il s'agit pour l'essentiel du gazole consommé par les bateaux de pêche. Sa consommation finale d'énergie se redresse légèrement en 2019 (+ 1,6 %), après avoir baissé en 2018.

partie 5 : la consommation d'énergie par secteur ou usage en France

Figure 5.7.2 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche et dépense associée

	2015		2016		2017		2018		2019	
	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉	En Mtep	En M€ ₂₀₁₉
Produits pétroliers	3,41	2 423	3,18	1 950	3,09	2 137	3,10	2 493	3,07	2 436
Gaz naturel	0,16	89	0,17	82	0,17	79	0,19	90	0,19	89
Charbon	0,00	0	0,00	0	0,00	1	0,00	1	0,00	1
Énergies renouvelables et déchets	0,18	0	0,26	73	0,31	109	0,36	143	0,37	135
Électricité	0,77	1 002	0,77	1 025	0,77	1 044	0,74	1 066	0,73	1 083
Chaleur commercialisée	0,01	5	0,01	8	0,01	7	0,01	12	0,02	17
Total	4,52	3 519	4,39	3 139	4,34	3 376	4,40	3 805	4,37	3 761

Source : calculs SDES

En 2019, le secteur de l'agriculture et de la pêche a dépensé 3,8 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, en recul par rapport à 2018, de 1,2 % en euros constants, en raison essentiellement de la baisse des prix des carburants (figure 5.7.2). Les produits pétroliers concentrent 66 % de la dépense, contre 70 % de la consommation finale. À l'inverse, le poids de l'électricité est plus élevé dans la dépense totale que dans la consommation

(respectivement 28 % et 17 %). Troisième énergie du secteur, les énergies renouvelables et déchets représentent 4 % de la dépense, contre 8 % de la consommation.

La pêche a dépensé un peu plus de 205 millions d'euros pour sa consommation finale d'énergie, soit une diminution de 3,5 % par rapport à 2018 en euros constants, du fait de la baisse du prix des carburants de pêche sur un an (- 4 %).

partie 6

Émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

— Les émissions réelles de CO₂ liées à la combustion d'énergie en France métropolitaine ont baissé de 1,6 % en 2019. À climat constant, la diminution est comparable (- 1,7 %). Sur le plus long terme, les émissions à climat constant se sont repliées de 19 % depuis 1990. Les transports demeurent le premier secteur émetteur de CO₂ (40 %), devant le résidentiel et le tertiaire (22 %), la branche énergie (19 %), l'industrie (15 %) et l'agriculture (3 %).



6. La baisse des émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie se poursuit

Le bilan de l'énergie fournit une estimation des émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie. Cette première estimation n'est pas aussi complète et précise que l'inventaire national transmis dans le cadre du Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (qui contient également les émissions non liées à la combustion d'énergie, cf. encadré méthodologique page 108), mais elle est disponible plus tôt et propose des séries corrigées des variations climatiques.

Les émissions réelles de CO₂ liées à la combustion d'énergie sont en baisse de 1,6 % en France métropolitaine en 2019 (figure 6.1). Corrigée des variations climatiques, cette baisse est de 1,7 %, le climat hivernal ayant été très légèrement moins doux en 2019 qu'en 2018. Elle est notamment imputable au secteur de l'industrie manufacturière et la construction et, dans une moindre mesure, au résidentiel et au tertiaire. À climat constant, c'est la deuxième année de baisse notable (- 3 % en 2018) après trois ans de relative stabilité.

À plus long terme, ces émissions à climat constant sont inférieures de 19 % au niveau de 1990, soit une baisse annuelle moyenne de 0,7 %. Depuis 2012, le rythme moyen de baisse annuelle est plus soutenu, de 1,5 %, mais reste toutefois à accélérer pour atteindre la cible à l'horizon 2050. En effet, la loi Énergie et Climat adoptée en 2019 fixe l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre (dont les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie représentent environ 70 %) par un facteur supérieur à 6, ce qui correspondrait à une baisse annuelle moyenne d'au moins 3 % entre 1990 et 2050.

Tous secteurs confondus, les produits pétroliers restent de loin la principale source d'émissions (59 % en 2019), bien que cette part soit en légère diminution par rapport à 1990 (figure 6.2). La part des émissions liées au gaz naturel (30 % du total) augmente fortement sur la période (16 % en 1990), tandis que la part des émissions liées au charbon et à ses dérivés (9 % du total) est en net recul (21 % en 1990). Enfin, la valorisation énergétique de déchets non renouvelables représente un peu plus de 2 % des émissions.

Les transports (hors routes aériennes et maritimes internationales) sont le premier secteur émetteur sur toute la période 1990-2019. Ils représentent 40 % du total en 2019. Les émissions sont quasi exclusivement associées à la combustion de produits pétroliers. Elles sont en léger recul, de 0,4 %, en 2019, notamment du fait de l'incorporation

croissante de biocarburants (dont les émissions liées à la combustion sont conventionnellement nulles) dans les carburants routiers, alors que les consommations totales sont restées stables sur un an.

Les transports sont le seul secteur pour lequel les émissions ont augmenté depuis 1990 (+ 4 %), même si elles sont inférieures au niveau atteint au début des années 2000. La consommation énergétique reste stable depuis 2012, mais l'incorporation des biocarburants contribue à faire légèrement baisser les émissions (- 0,2 % par an en moyenne depuis).

Les émissions directes¹ corrigées des variations climatiques du résidentiel et du tertiaire représentent 22 % du total (dont deux tiers pour le résidentiel et un tiers pour le tertiaire). À climat constant, ces émissions sont en baisse de 2,7 % en 2019, ce qui est proche du rythme de décroissance observé ces dernières années (- 2,3 % par an depuis 2012). Sur cette période, c'est le premier secteur contribuant à la baisse. Sur le long terme, alors que la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel et tertiaire a nettement augmenté depuis 1990 (+ 17 %), les émissions directes sont inférieures de 24 % à leur niveau de 1990. Cette divergence est liée à la place croissante de l'électricité dans ces consommations (+ 11 points) et au recours accru au gaz naturel pour le chauffage (+ 5 points), au détriment des produits pétroliers (- 19 points).

La branche énergie, qui inclut notamment les émissions de la production d'électricité et de chaleur et celles des raffineries, représente 19 % des émissions totales.

Les émissions liées à la production d'électricité et de chaleur (y compris autoproducteurs) poursuivent leur baisse en 2019 (- 3 % à climat constant), avec d'importantes disparités entre énergies : pour le gaz naturel, les émissions sont en hausse sensible, de 23 %, les centrales à gaz ayant été davantage sollicitées du fait du recul de la production nucléaire. À l'inverse, les émissions liées à la combustion de produits pétroliers et de charbon reculent respectivement de 12 % et de 31 %.

Tout comme pour le résidentiel et le tertiaire, les émissions de CO₂ associées à la production d'électricité et de chaleur ont décliné (- 32 % depuis 1990) plus rapidement que la consommation d'énergie fossile associée (- 18 %). Cela s'explique par la baisse continue de la part du charbon (et du pétrole dans une moindre mesure) au profit du gaz naturel.

Les émissions directes¹ de l'industrie se replient en 2019 (- 6,5 % à climat constant) et représentent 15 % des émissions liées à l'énergie.

¹ Non compris les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité et de chaleur commercialisée, celles-ci étant comprises dans la branche énergie.

partie 6 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

Sur le long terme, l'industrie est le premier secteur contributeur à la baisse par rapport à 1990 : les émissions directes liées à la combustion se sont réduites de 36 % depuis 1990. Les consommations énergétiques ont baissé de 13 % dans le même temps. Le différentiel est lié au recul plus prononcé des énergies les plus émettrices (produits pétroliers et charbon, - 59 % et - 47 % respectivement) au profit du gaz naturel et surtout de l'électricité.

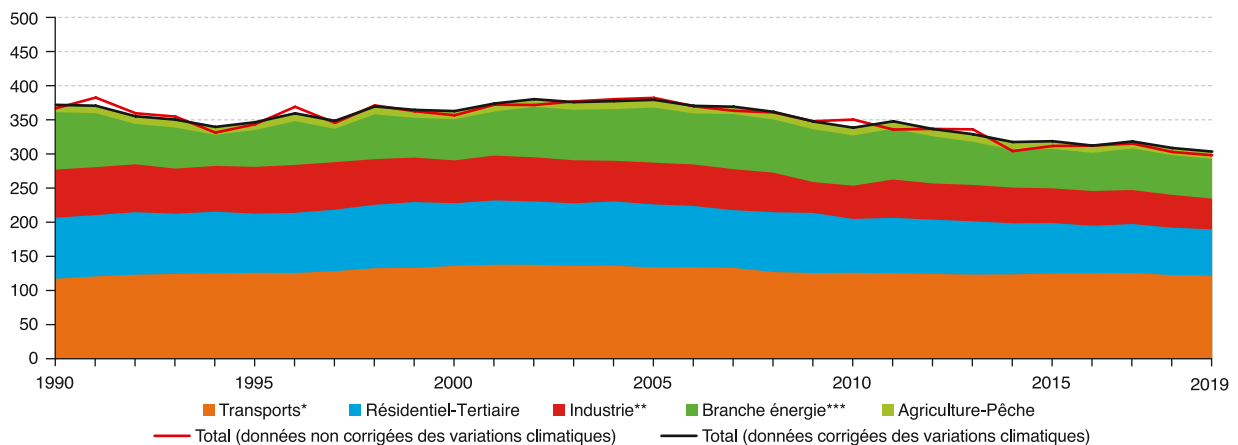
Dans l'agriculture, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, en grande majorité liées à la combustion

de produits pétroliers, reculent très légèrement en 2019 (- 0,5 %, à 9,8 MtCO₂). La part de l'agriculture dans les émissions liées à la combustion reste limitée (3 %), en lien avec le faible poids du secteur dans la consommation totale d'énergie.

Dans les départements d'outre-mer, les émissions liées à la combustion d'énergie s'élèvent en 2019 à 9 MtCO₂. Elles sont principalement liées aux transports (3,7 MtCO₂) et à la production d'énergie (4,5 MtCO₂ réparties entre combustion de produits pétroliers et de charbon). Enfin, les liaisons DOM-métropole représentent 2,6 MtCO₂.

Figure 6.1 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par secteur entre 1990 et 2019

En MtCO₂ (données corrigées des variations climatiques, sauf indication contraire)



* Hors transports internationaux maritimes et aériens.

** Y compris hauts-fourneaux.

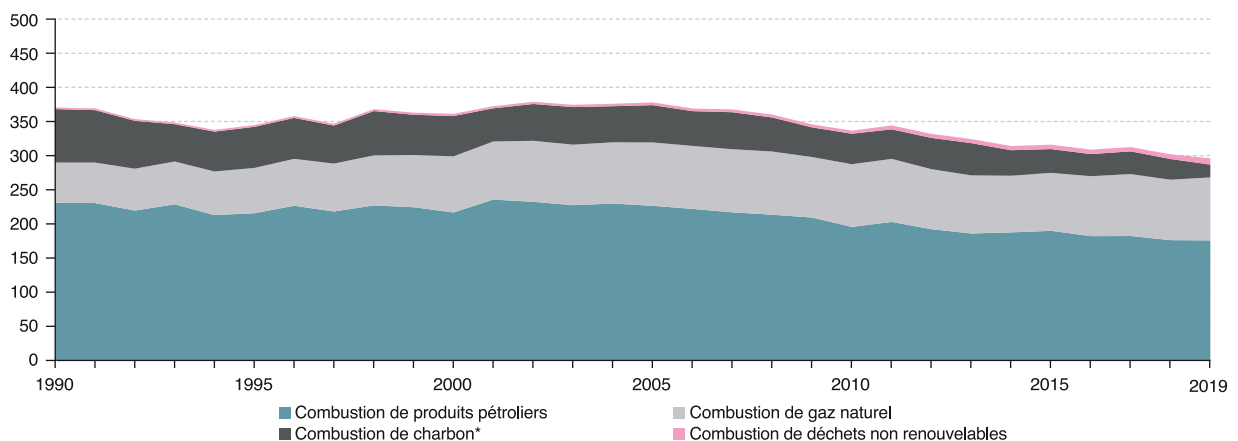
*** Y compris écart statistique.

Note : contrairement au reste du bilan, les émissions des DOM ne sont pas comptabilisées ici.

Source : calculs SDES

Figure 6.2 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie par source entre 1990 et 2019

En MtCO₂ (données corrigées des variations climatiques)



* Y compris gaz sidérurgiques.

Note : contrairement au reste du bilan, les émissions des DOM ne sont pas comptabilisées ici.

Source : calculs SDES

Méthode de calcul des émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie

Les émissions de CO₂ ici calculées sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent plus de 90 % des émissions totales de CO₂ et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) en France. Les autres émissions de GES proviennent essentiellement de l'UTCATF (utilisation des terres, changement d'affectation des terres et la foresterie) et de l'agriculture.

Le SDES applique des facteurs d'émissions aux consommations d'énergies fossiles (produits pétroliers, gaz, combustibles minéraux solides, déchets non renouvelables), hors usages non énergétiques.

Les émissions associées à la production d'électricité et de chaleur sont comptabilisées dans la branche énergie et non dans les secteurs consommateurs finaux.

Par ailleurs, contrairement au reste du bilan (mais de même que dans les inventaires), les hauts-fourneaux sont considérés comme faisant partie de l'industrie et non de la branche énergie en matière d'émissions de CO₂.

Les inventaires officiels en matière d'émissions de gaz à effet de serre, dont le CO₂, font appel à une méthodologie plus complexe, nécessitant des données plus détaillées. Ces inventaires couvrent l'ensemble des GES du Protocole de Kyoto et non le seul CO₂ issu de la combustion d'énergie (les émissions de CO₂ non énergétiques représentant 29 MtCO₂ en 2018 et hors UTCATF, et celles des autres GES 113 MtCO₂éq). Pour les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie, quelques différences subsistent, en particulier (*figure 6.3*) :

- les émissions dues à l'autoproduction d'électricité sont affectées à la branche énergie dans le bilan de l'énergie, tandis qu'elles sont affectées aux secteurs consommant l'électricité, industrie notamment, pour les inventaires ;
- le SDES ne prend en compte les émissions des départements d'outre-mer qu'à partir de 2011. Par conséquent, les évolutions depuis 1990 présentées ici sont estimées à périmètre constant, sur la France métropolitaine.

En conséquence, les émissions estimées ici ne sont pas directement comparables à celles des inventaires nationaux d'émissions.

Les inventaires officiels, tout comme les estimations du SDES, ne mesurent que les émissions de CO₂ dues aux activités sur le territoire national. Les émissions de gaz à effet de serre engendrées par la production des biens consommés sur le territoire, y compris ceux importés (« empreinte carbone »), sont estimées dans les *Chiffres Clés du climat*.



partie 6 : émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie



Figure 6.3 : émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie en 2018

En MtCO₂ (données non corrigées des variations climatiques)

	Inventaire national	Bilan de l'énergie	
Branche énergie	41,1	61,3	(a, b)
Industrie	50,7	47,8	(b, c)
Résidentiel-Tertiaire	69,8	65,6	(e)
Agriculture-Pêche	10,4	10,0	
Transports	130,5	128,5	(d)
Total	302,5	313,3	

Notes : pour le bilan de l'énergie, le champ géographique est la métropole et les 5 DOM. L'inventaire national inclut en outre l'île de Saint-Martin (« périmètre Kyoto »), et les émissions correspondent aux quantités de CO₂ hors biomasse rapportées dans la catégorie CRF « 1 A. Fuel combustion activities (sectoral approach) ».

(a) Les émissions incluent un écart statistique dans le bilan de l'énergie, les consommations d'énergie de la branche énergie correspondant au solde entre les ressources et la consommation finale, à la différence de l'inventaire national, qui repose sur l'estimation directe des emplois.

(b) Les émissions dues à l'autoproduction d'électricité sont affectées à la branche énergie dans le bilan de l'énergie, tandis qu'elles sont affectées aux secteurs consommant l'électricité, industrie notamment, pour les inventaires.

(c) Une partie des émissions considérées ici comme relevant de la combustion d'énergie fossile dans l'industrie sont allouées, dans les inventaires nationaux d'émissions, à la catégorie CFR « 2. Industrial Processes and Product Use ».

(d) Les émissions liées à la part fossile des biocarburants ne sont pas comptabilisées.

(e) L'édition 2019 de l'inventaire national, qui intégrera notamment les données du présent bilan de l'énergie, sera disponible au second trimestre 2021.

Sources : Citepa (inventaire format CCNUCC-KP, avril 2020) ; calculs SDES

Données clés

BAISSES DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION PRIMAIRES D'ÉNERGIE

La production d'énergie primaire s'élève à 134,0 Mtep en 2019, en baisse de 2,5 % par rapport à 2018, malgré le développement de l'éolien, du photovoltaïque et des pompes à chaleur notamment. Cette diminution s'explique par le recul de la production nucléaire, lié à une moindre disponibilité des centrales, qui retombe ainsi à un niveau très proche de celui observé en 2017. La baisse de la production primaire étant proportionnellement plus forte que celle de la consommation primaire (- 1,4 %), le taux d'indépendance énergétique de la France, ratio de ces deux grandeurs, perd 0,6 point en 2019, pour s'établir à 54,6 %. Le déficit des échanges physiques d'énergie s'accroît légèrement, de 0,3 %, à 120,5 Mtep. Corrigée des variations climatiques, la consommation d'énergie primaire diminue de 1,5 %, à 248,6 Mtep.

BAISSE DES PERTES DE TRANSFORMATION AINSI QUE DE LA CONSOMMATION FINALE

La consommation d'énergie primaire peut être décomposée comme la somme de la consommation finale (à usage énergétique ou non) et des pertes de transformation, de transport et de distribution d'énergie (à l'écart statistique près). Ces dernières baissent de 2,5 %, à 92,6 Mtep, en raison principalement du recul de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites. La consommation finale d'énergie s'établit à 152,8 Mtep, dont 13,4 Mtep pour les usages non énergétiques, majoritairement concentrés dans la pétrochimie et en hausse de 0,9 %. La consommation finale à usage énergétique, de 139,4 Mtep, diminue, quant à elle, de 0,8 % (et de 1,0 % après correction des variations climatiques). La décomposition sectorielle de cette dernière est la suivante : transports, 32 % ; résidentiel, 29 % ; industrie, 20 % ; tertiaire, 16 % ; agriculture-pêche, 3 %.

La consommation d'énergie à usage de transport est stable en 2019, à 45,2 Mtep. La consommation d'énergie résidentielle baisse en 2019 de 0,4 % en données réelles, à 39,8 Mtep, et de 0,8 % après correction des variations climatiques. La consommation du secteur tertiaire s'établit à 22,4 Mtep en 2019, en baisse de 1,2 % en données réelles et de 1,8 % après correction des variations climatiques. La consommation d'énergie de l'industrie (y compris construction, mais hors hauts-fourneaux) diminue de 2,5 %, à 27,5 Mtep.

LES CONSOMMATEURS FINAUX D'ÉNERGIE ONT DÉPENSÉ 168 Md€ EN 2019

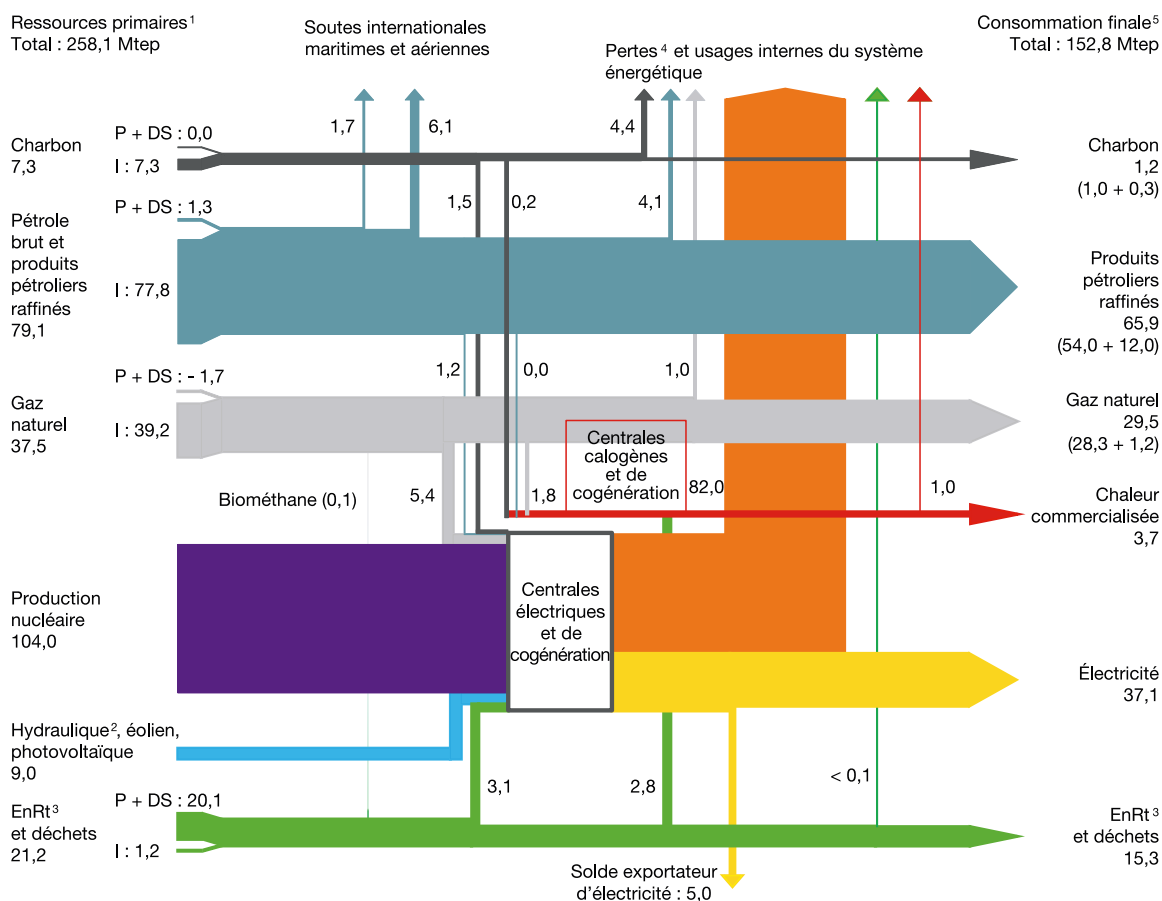
Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 167,8 Md€ en 2019 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Au sein de cette dépense, le coût des importations nettes de produits énergétiques représente 39,4 Md€, les taxes énergétiques (nettes des subventions aux énergies renouvelables) 37,8 Md€ et la TVA non déductible 14,8 Md€. Le solde, soit 75,8 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national.

La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à 3 140 € en 2019 (dont 1 400 € de taxes), et est répartie à parts presque égales entre le logement et les carburants. Elle est globalement stable par rapport à 2018 en euros constants, du fait des effets contraires de la hausse des prix réels de l'énergie et de la baisse des volumes moyens consommés. L'énergie représente 8,9 % du budget des ménages en 2019.

LE DIAGRAMME DE SANKEY, OUTIL DE VISUALISATION DU BILAN

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2019 la France a mobilisé une ressource primaire de 258,1 Mtep pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 152,8 Mtep. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (92,6 Mtep au total), des exportations nettes d'électricité (5,0 Mtep), des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (7,8 Mtep). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformés en électricité (par exemple, 5,4 Mtep de gaz ont été utilisées à des fins de production d'électricité).

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2019 (Mtep)



P : production nationale d'énergie primaire. DS : déstockage. I : solde importateur.

¹ Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

² Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.

³ Énergies renouvelables thermiques (bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.).

⁴ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

⁵ Usages non énergétiques inclus.

Source : calculs SDES

Annexes

- Bilans énergétiques de la France
- Annexes méthodologiques
- Sigles et abréviations
- Pour en savoir plus



Bilans énergétiques de la France

Notes

- EnR électriques : hydraulique (hors pompages), énergies marines, éolien, solaire photovoltaïque.
- EnR thermiques et déchets : biomasse solide, biogaz, biocarburants, déchets, solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur.
- Pétrole brut : inclut également de faibles quantités de condensats (liquides de gaz naturel), d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller.
- Industrie : inclut également la construction. Les hauts-fourneaux sont exclus de l'industrie dans le bilan physique (car classés dans la branche énergie) mais inclus dans le bilan monétaire.
- Transferts et retours en raffineries (produits pétroliers) : ce poste correspond aux échanges comptables existants entre le bilan du pétrole brut et celui des produits raffinés. Des produits bruts peuvent être utilisés sans avoir été raffinés (notamment les condensats utilisés pour la pétrochimie). À l'inverse, des produits semi-finis peuvent être retournés en raffineries pour être retraités (issus du commerce extérieur ou de l'industrie pétrochimique).
- Autoconsommation des raffineries (produits raffinés) : ce poste correspond à la consommation propre des raffineries en produits raffinés, hors production d'électricité ou de chaleur commercialisée.
- Données réelles : données non corrigées des variations climatiques.
- Données CVC : données corrigées des variations climatiques.

Bilans physiques, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique physique 2019

Données réelles

En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	1,00	0,00	0,01	103,97	8,97	20,09	0,00	0,00	134,04
Importations	7,30	49,72	45,57	48,90	0,00	0,00	2,10	1,34	0,00	154,94
Exportations	0,00	- 0,14	- 17,40	- 9,68	0,00	0,00	- 0,95	- 6,30	0,00	- 34,47
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,70
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 6,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 6,10
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,03	0,18	0,12	- 1,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,36
Consommation primaire	7,33	50,76	20,49	37,54	103,97	8,97	21,24	- 4,96	0,00	245,35
Écart statistique	0,32	0,39	1,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00	3,00
Production d'électricité	1,48	0,00	1,16	5,40	103,97	8,97	3,09	- 48,68	0,00	75,39
Production de chaleur	0,16	0,00	0,02	1,79	0,00	0,00	2,77	0,00	- 4,04	0,71
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	52,28	- 51,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46
Autres transformations, transferts	2,82	- 1,90	1,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,72
Usages internes de la branche énergie	1,31	0,00	1,44	0,56	0,00	0,00	0,00	2,96	0,00	6,27
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	3,28	0,31	4,02
Consommation nette de la branche énergie	6,09	50,76	- 45,44	8,08	103,97	8,97	5,95	- 42,10	- 3,73	92,56
Industrie	0,91	0,00	2,73	10,50	0,00	0,00	1,81	9,93	1,62	27,51
Transports	0,00	0,00	40,99	0,16	0,00	0,00	3,20	0,87	0,00	45,22
Résidentiel	0,02	0,00	4,35	11,36	0,00	0,00	9,09	13,73	1,29	39,85
Tertiaire	0,03	0,00	2,84	6,06	0,00	0,00	0,81	11,88	0,80	22,43
Agriculture-pêche	0,00	0,00	3,07	0,19	0,00	0,00	0,37	0,73	0,02	4,37
Consommation finale énergétique	0,97	0,00	53,97	28,28	0,00	0,00	15,29	37,14	3,73	139,37
Consommation finale non énergétique	0,27	0,00	11,96	1,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,42
Consommation finale	1,23	0,00	65,93	29,47	0,00	0,00	15,29	37,14	3,73	152,79

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2018

Données réelles
En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	0,94	0,00	0,01	107,60	9,04	19,85	0,00	0,00	137,43
Importations	9,26	54,43	42,82	43,89	0,00	0,00	1,84	1,16	0,00	153,40
Exportations	- 0,03	- 0,04	- 20,25	- 5,32	0,00	0,00	- 1,07	- 6,58	0,00	- 33,28
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,95
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,80
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,09	0,39	0,45	- 1,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,00
Consommation primaire	9,13	55,72	15,27	36,83	107,60	9,04	20,63	- 5,41	0,00	248,80
Écart statistique	0,45	- 0,14	1,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	2,35
Production d'électricité	2,52	0,00	1,10	4,05	107,60	9,04	3,13	- 49,56	0,00	77,86
Production de chaleur	0,21	0,00	0,04	1,73	0,00	0,00	2,57	0,00	- 3,84	0,70
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,06	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	57,29	- 56,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53
Autres transformations, transferts	3,01	- 1,43	1,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,91
Usages internes de la branche énergie	1,44	0,00	1,63	0,57	0,00	0,00	0,00	2,99	0,00	6,63
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	3,32	0,28	4,03
Consommation nette de la branche énergie	7,63	55,72	- 50,89	6,72	107,60	9,04	5,76	- 43,00	- 3,56	95,01
Industrie	1,11	0,00	2,72	11,00	0,00	0,00	1,85	10,05	1,48	28,21
Transports	0,00	0,00	41,05	0,17	0,00	0,00	3,14	0,87	0,00	45,22
Résidentiel	0,03	0,00	4,66	11,55	0,00	0,00	8,74	13,78	1,26	40,01
Tertiaire	0,04	0,00	2,88	6,06	0,00	0,00	0,79	12,14	0,80	22,71
Agriculture-pêche	0,00	0,00	3,10	0,19	0,00	0,00	0,36	0,74	0,01	4,40
Consommation finale énergétique	1,17	0,00	54,40	28,97	0,00	0,00	14,87	37,58	3,56	140,55
Consommation finale non énergétique	0,33	0,00	11,76	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,29
Consommation finale	1,51	0,00	66,16	30,17	0,00	0,00	14,87	37,58	3,56	153,85

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2017

Données réelles
En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	0,99	0,00	0,01	103,80	7,28	19,38	0,00	0,00	131,47
Importations	10,12	59,05	41,80	43,16	0,00	0,00	1,78	1,82	0,00	157,72
Exportations	0,00	- 0,12	- 20,53	- 5,42	0,00	0,00	- 0,77	- 5,27	0,00	- 32,12
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,72
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,61
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,19	- 0,32	- 0,01	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
Consommation primaire	9,92	59,60	13,93	38,49	103,80	7,28	20,38	-3,45	0,00	249,95
Écart statistique	0,24	0,08	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,00	1,84
Production d'électricité	3,55	0,00	1,53	5,54	103,80	7,28	3,06	- 47,88	0,00	76,88
Production de chaleur	0,26	0,00	0,09	1,75	0,00	0,00	2,53	0,00	- 4,09	0,54
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	61,08	- 60,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52
Autres transformations, transferts	2,97	- 1,56	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,88
Usages internes de la branche énergie	1,46	0,00	1,79	0,54	0,00	0,00	0,00	2,94	0,00	6,73
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	3,32	0,31	4,07
Consommation nette de la branche énergie	8,48	59,60	- 54,54	8,23	103,80	7,28	5,62	- 41,23	- 3,78	93,46
Industrie	1,06	0,00	2,56	10,53	0,00	0,00	1,70	10,04	1,72	27,61
Transports	0,00	0,00	41,98	0,15	0,00	0,00	3,14	0,91	0,00	46,17
Résidentiel	0,04	0,00	5,16	12,27	0,00	0,00	8,82	13,85	1,25	41,39
Tertiaire	0,04	0,00	3,05	6,15	0,00	0,00	0,80	12,21	0,81	23,06
Agriculture-pêche	0,00	0,00	3,09	0,17	0,00	0,00	0,31	0,77	0,01	4,34
Consommation finale énergétique	1,14	0,00	55,85	29,26	0,00	0,00	14,76	37,78	3,78	142,58
Consommation finale non énergétique	0,30	0,00	12,62	1,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,09
Consommation finale	1,44	0,00	68,47	30,44	0,00	0,00	14,76	37,78	3,78	156,67

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2016

Données réelles
En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	1,02	0,00	0,02	105,06	7,86	19,51	0,00	0,00	133,46
Importations	8,59	57,22	42,02	41,23	0,00	0,00	1,44	1,71	0,00	152,21
Exportations	- 0,06	- 0,04	- 20,84	- 3,34	0,00	0,00	- 0,71	- 5,28	0,00	- 30,27
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,64
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,52
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,58	1,00	- 0,18	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,77
Consommation primaire	9,11	59,20	13,85	38,29	105,06	7,86	20,23	- 3,57	0,00	250,03
Écart statistique	0,59	- 0,04	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	2,09
Production d'électricité	2,93	0,00	1,44	4,77	105,06	7,86	3,10	- 48,08	0,00	77,07
Production de chaleur	0,29	0,00	0,08	1,76	0,00	0,00	2,36	0,00	- 4,00	0,48
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	61,11	- 60,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62
Autres transformations, transferts	2,98	- 1,87	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,91
Usages internes de la branche énergie	0,92	0,00	1,95	0,55	0,00	0,00	0,00	2,93	0,00	6,35
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	3,22	0,30	3,97
Consommation nette de la branche énergie	7,70	59,20	- 53,97	7,51	105,06	7,86	5,47	- 41,64	- 3,70	93,48
Industrie	1,01	0,00	2,81	11,20	0,00	0,00	1,82	10,12	1,65	28,60
Transports	0,00	0,00	41,81	0,12	0,00	0,00	2,99	0,90	0,00	45,82
Résidentiel	0,04	0,00	5,19	12,63	0,00	0,00	8,97	14,02	1,26	42,12
Tertiaire	0,04	0,00	2,96	5,95	0,00	0,00	0,72	12,25	0,78	22,71
Agriculture-pêche	0,00	0,00	3,18	0,17	0,00	0,00	0,26	0,77	0,01	4,39
Consommation finale énergétique	1,09	0,00	55,95	30,06	0,00	0,00	14,76	38,07	3,70	143,64
Consommation finale non énergétique	0,32	0,00	11,87	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,37
Consommation finale	1,41	0,00	67,83	31,24	0,00	0,00	14,76	38,07	3,70	157,00

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique physique 2015

Données réelles
En Mtep

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	1,10	0,00	0,02	113,98	7,33	18,48	0,00	0,00	140,90
Importations	9,20	59,57	43,65	39,38	0,00	0,00	1,03	0,86	0,00	153,69
Exportations	- 0,02	- 0,14	- 21,28	- 4,86	0,00	0,00	- 0,76	- 6,36	0,00	- 33,43
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 1,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 1,72
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 5,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 5,61
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,15	0,11	- 0,09	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67
Consommation primaire	9,33	60,64	14,95	35,04	113,98	7,33	18,75	- 5,51	0,00	254,49
Écart statistique	0,26	0,08	2,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45	0,00	3,00
Production d'électricité	3,36	0,00	1,35	2,87	113,98	7,33	2,95	- 49,41	0,00	82,43
Production de chaleur	0,34	0,00	0,20	1,63	0,00	0,00	2,06	0,00	- 3,58	0,65
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	62,02	- 61,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60
Autres transformations, transferts	2,91	- 1,47	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,82
Usages internes de la branche énergie	1,04	0,00	1,91	0,61	0,00	0,00	0,00	2,94	0,00	6,50
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	3,11	0,26	3,83
Consommation nette de la branche énergie	7,90	60,64	- 54,36	5,56	113,98	7,33	5,02	- 42,91	- 3,32	99,82
Industrie	1,05	0,00	2,92	10,86	0,00	0,00	1,68	9,97	1,44	27,90
Transports	0,00	0,00	41,63	0,12	0,00	0,00	3,00	0,92	0,00	45,66
Résidentiel	0,04	0,00	5,54	11,67	0,00	0,00	8,22	13,53	1,17	40,16
Tertiaire	0,04	0,00	3,39	5,85	0,00	0,00	0,65	12,23	0,70	22,86
Agriculture-pêche	0,00	0,00	3,41	0,16	0,00	0,00	0,18	0,77	0,01	4,52
Consommation finale énergétique	1,13	0,00	56,88	28,66	0,00	0,00	13,72	37,41	3,32	141,11
Consommation finale non énergétique	0,30	0,00	12,43	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,87
Consommation finale	1,43	0,00	69,31	29,79	0,00	0,00	13,72	37,41	3,32	154,98

Source : SDES

Bilans physiques par énergie (données réelles et données CVC)

Bilan physique du charbon de 2015 à 2019

Données réelles

En Mtep

	2015	2016	2017	2018	2019
Production d'énergie primaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	9,20	8,59	10,12	9,26	7,30
Exportations	- 0,02	- 0,06	0,00	- 0,03	0,00
Variations de stocks	0,15	0,58	- 0,19	- 0,09	0,03
Total approvisionnement	9,33	9,11	9,92	9,13	7,33
Écart statistique	0,26	0,59	0,24	0,45	0,32
Consommation nette des cokeries	0,37	0,50	0,64	0,62	0,58
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,57	3,39	3,79	3,83	3,55
Consommation nette filière fonte	3,95	3,89	4,43	4,45	4,12
Production d'électricité	3,36	2,93	3,55	2,52	1,48
Production de chaleur	0,34	0,29	0,26	0,21	0,16
Consommation nette de la branche énergie	7,90	7,70	8,48	7,63	6,09
Industrie	1,05	1,01	1,06	1,11	0,91
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,04	0,04	0,04	0,03	0,02
Tertiaire	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
Agriculture-pêche	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	1,13	1,09	1,14	1,17	0,97
Consommation finale non énergétique	0,30	0,32	0,30	0,33	0,27
Consommation finale	1,43	1,41	1,44	1,51	1,23

Source : SDES

annexes

Bilan physique du charbon de 2015 à 2019

Données corrigées des variations climatiques

En Mtep

	2015	2016	2017	2018	2019
Production d'énergie primaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	9,20	8,59	10,12	9,26	7,30
Exportations	- 0,02	- 0,06	0,00	- 0,03	0,00
Variations de stocks	0,15	0,58	- 0,19	- 0,09	0,03
Total approvisionnement	9,33	9,11	9,92	9,13	7,33
Correction climatique	0,29	0,00	0,08	0,16	0,15
Écart statistique	0,26	0,59	0,24	0,45	0,32
Consommation nette des cokeries	0,37	0,50	0,64	0,62	0,58
Consommation nette des hauts-fourneaux	3,57	3,39	3,79	3,83	3,55
Consommation nette filière fonte	3,95	3,89	4,43	4,45	4,12
Production d'électricité	3,62	2,93	3,63	2,66	1,61
Production de chaleur	0,36	0,29	0,27	0,22	0,18
Consommation nette de la branche énergie	8,19	7,70	8,57	7,78	6,24
Industrie	1,05	1,01	1,06	1,11	0,91
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,04	0,04	0,04	0,03	0,02
Tertiaire	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
Agriculture-pêche	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale énergétique	1,13	1,09	1,14	1,17	0,97
Consommation finale non énergétique	0,30	0,32	0,30	0,33	0,27
Consommation finale	1,43	1,41	1,44	1,51	1,23

Source : SDES



annexes

Bilan physique du pétrole brut de 2015 à 2019

Données réelles

En Mtep

	2015	2016	2017	2018	2019
Production d'énergie primaire	1,10	1,02	0,99	0,94	1,00
Importations	59,57	57,22	59,05	54,43	49,72
Exportations	- 0,14	- 0,04	- 0,12	- 0,04	- 0,14
Variations de stocks	0,11	1,00	- 0,32	0,39	0,18
Autres charges de raffinage, retours de pétrochimie	1,47	1,87	1,56	1,43	1,90
Total approvisionnement des raffineries	62,10	61,07	61,16	57,15	52,67
Écart statistique	0,08	- 0,04	0,08	- 0,14	0,39
Transformation de pétrole brut en raffinerie	62,02	61,11	61,08	57,29	52,28
Consommation brute de la branche énergie	62,10	61,07	61,16	57,15	52,67

Source : SDES

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2015 à 2019

Données réelles

En Mtep

	2015	2016	2017	2018	2019
Production nette des raffineries	59,50	58,54	58,77	55,13	50,37
Importations	43,65	42,02	41,80	42,82	45,57
Exportations	- 21,28	- 20,84	- 20,53	- 20,25	- 17,40
Soutes maritimes internationales	- 1,72	- 1,64	- 1,72	- 1,95	- 1,70
Soutes aériennes internationales	- 5,61	- 5,52	- 5,61	- 5,80	- 6,10
Variations de stocks	- 0,09	- 0,18	- 0,01	0,45	0,12
Transferts et retours en raffinerie	- 1,37	- 1,80	- 1,47	- 1,33	- 1,81
Total approvisionnement en produits raffinés	73,07	70,59	71,23	69,07	69,06
Écart statistique	2,21	1,24	1,14	1,78	1,94
Production d'électricité	1,35	1,44	1,53	1,10	1,16
Production de chaleur	0,20	0,08	0,09	0,04	0,02
Consommation nette de la branche énergie	3,76	2,77	2,76	2,91	3,12
Industrie	2,92	2,81	2,56	2,72	2,73
Transports	41,63	41,81	41,98	41,05	40,99
Résidentiel	5,54	5,19	5,16	4,66	4,35
Tertiaire	3,39	2,96	3,05	2,88	2,84
Agriculture-pêche	3,41	3,18	3,09	3,10	3,07
Consommation finale énergétique	56,88	55,95	55,85	54,40	53,97
Consommation finale non énergétique	12,43	11,87	12,62	11,76	11,96
Consommation finale	69,31	67,83	68,47	66,16	65,93

Source : SDES

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2015 à 2019

Données corrigées des variations climatiques

En Mtep

	2015	2016	2017	2018	2019
Production nette des raffineries	59,50	58,54	58,77	55,13	50,37
Importations	43,65	42,02	41,80	42,82	45,57
Exportations	- 21,28	- 20,84	- 20,53	- 20,25	- 17,40
Soutes maritimes internationales	- 1,72	- 1,64	- 1,72	- 1,95	- 1,70
Soutes aériennes internationales	- 5,61	- 5,52	- 5,61	- 5,80	- 6,10
Variations de stocks	- 0,09	- 0,18	- 0,01	0,45	0,12
Transferts et retours en raffinerie	- 1,37	- 1,80	- 1,47	- 1,33	- 1,81
Total approvisionnement en produits raffinés	73,07	70,59	71,23	69,07	69,06
Correction climatique	0,42	- 0,01	0,16	0,31	0,28
Écart statistique	2,21	1,24	1,14	1,78	1,94
Production d'électricité	1,35	1,44	1,53	1,10	1,16
Production de chaleur	0,20	0,08	0,09	0,04	0,02
Consommation nette de la branche énergie	3,76	2,77	2,76	2,91	3,12
Industrie	2,94	2,81	2,57	2,72	2,74
Transports	41,63	41,81	41,98	41,05	40,99
Résidentiel	5,82	5,19	5,28	4,87	4,54
Tertiaire	3,50	2,96	3,10	2,97	2,92
Agriculture-pêche	3,41	3,18	3,09	3,10	3,07
Consommation finale énergétique	57,30	55,95	56,02	54,71	54,26
Consommation finale non énergétique	12,43	11,87	12,62	11,76	11,96
Consommation finale	69,73	67,82	68,64	66,47	66,22

Source : SDES

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2015 à 2019

Données réelles
En TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019
Production de gaz naturel	0,25	0,23	0,18	0,10	0,19
Injections de biométhane	0,08	0,22	0,41	0,71	1,24
Importations	508,90	532,84	557,67	567,17	631,95
Exportations	- 62,87	- 43,11	- 70,07	- 68,74	- 125,15
Variations de stocks	6,52	4,82	9,62	- 22,54	- 21,85
Total approvisionnement en gaz naturel	452,88	494,99	497,80	476,70	486,37
Écart statistique	- 4,01	- 5,86	- 2,28	- 0,62	- 0,08
Production d'électricité	37,08	61,68	71,58	52,28	69,81
Production de chaleur	21,00	22,72	22,59	22,31	23,15
Usages internes de la branche énergie	7,85	7,09	6,95	7,40	7,19
Pertes de transport et de distribution	5,96	5,72	5,62	5,51	5,53
Consommation brute de la branche énergie	67,87	91,34	104,47	86,88	105,60
Industrie	140,33	144,67	136,08	142,15	135,71
Transports	1,52	1,58	1,89	2,21	2,10
Résidentiel	150,85	163,21	158,57	149,23	146,83
Tertiaire	75,58	76,87	79,46	78,30	78,34
Agriculture-pêche	2,03	2,13	2,13	2,42	2,44
Consommation finale énergétique	370,31	388,47	378,14	374,31	365,43
Consommation finale non énergétique	14,69	15,18	15,19	15,50	15,34
Consommation finale	385,01	403,65	393,33	389,82	380,76

Source : SDES

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2015 à 2019

Données corrigées des variations climatiques
En TWh PCS

	2015	2016	2017	2018	2019
Production de gaz naturel	0,25	0,23	0,18	0,10	0,19
Injections de biométhane	0,08	0,22	0,41	0,71	1,24
Importations	508,90	532,84	557,67	567,17	631,95
Exportations	- 62,87	- 43,11	- 70,07	- 68,74	- 125,15
Variations de stocks	6,52	4,82	9,62	- 22,54	- 21,85
Total approvisionnement en gaz naturel	452,88	494,99	497,80	476,70	486,37
Correction climatique	25,11	- 0,52	12,35	23,22	21,42
Écart statistique	- 4,01	- 5,86	- 2,28	- 0,62	- 0,08
Production d'électricité	39,94	61,61	73,26	55,19	72,68
Production de chaleur	22,62	22,70	23,12	23,55	24,10
Usages internes de la branche énergie	7,85	7,09	6,95	7,40	7,19
Pertes de transport et de distribution	6,29	5,71	5,78	5,81	5,81
Consommation brute de la branche énergie	72,68	91,24	106,84	91,33	109,71
Industrie	143,30	144,61	137,54	144,89	138,24
Transports	1,52	1,58	1,89	2,21	2,10
Résidentiel	162,39	162,97	164,25	159,74	156,48
Tertiaire	81,37	76,76	82,31	83,81	83,48
Agriculture-pêche	2,03	2,13	2,13	2,42	2,44
Consommation finale énergétique	390,61	388,05	388,13	393,09	382,74
Consommation finale non énergétique	14,69	15,18	15,19	15,50	15,34
Consommation finale	405,31	403,23	403,32	408,59	398,08

Source : SDES

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2015 à 2019

Données réelles
En Mtep

	2015		2016		2017		2018		2019	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets
Production d'énergie primaire	7,33	18,48	7,86	19,51	7,28	19,38	9,04	19,85	8,97	20,09
Importations	0,00	1,03	0,00	1,44	0,00	1,78	0,00	1,84	0,00	2,10
Exportations	0,00	- 0,76	0,00	- 0,71	0,00	- 0,77	0,00	- 1,07	0,00	- 0,95
Variations de stocks	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total approvisionnement en énergie primaire	7,33	18,75	7,86	20,23	7,28	20,38	9,04	20,63	8,97	21,24
Écart statistique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production d'électricité	7,33	2,95	7,86	3,10	7,28	3,06	9,04	3,13	8,97	3,09
Production de chaleur	0,00	2,06	0,00	2,36	0,00	2,53	0,00	2,57	0,00	2,77
Injections de biométhane	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	0,06	0,00	0,10
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation brute de la branche énergie	7,33	5,02	7,86	5,47	7,28	5,62	9,04	5,76	8,97	5,95
Industrie	0,00	1,68	0,00	1,82	0,00	1,70	0,00	1,85	0,00	1,81
Transports	0,00	3,00	0,00	2,99	0,00	3,14	0,00	3,14	0,00	3,20
Résidentiel	0,00	8,22	0,00	8,97	0,00	8,82	0,00	8,74	0,00	9,09
Tertiaire	0,00	0,65	0,00	0,72	0,00	0,80	0,00	0,79	0,00	0,81
Agriculture-pêche	0,00	0,18	0,00	0,26	0,00	0,31	0,00	0,36	0,00	0,37
Consommation finale énergétique	0,00	13,72	0,00	14,76	0,00	14,76	0,00	14,87	0,00	15,29
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	0,00	13,72	0,00	14,76	0,00	14,76	0,00	14,87	0,00	15,29

Source : SDES

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2015 à 2019

Données corrigées des variations climatiques
En Mtep

	2015		2016		2017		2018		2019	
	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	EnR électriques	EnR thermiques et déchets
Production d'énergie primaire	7,33	18,48	7,86	19,51	7,28	19,38	9,04	19,85	8,97	20,09
Importations	0,00	1,03	0,00	1,44	0,00	1,78	0,00	1,84	0,00	2,10
Exportations	0,00	- 0,76	0,00	- 0,71	0,00	- 0,77	0,00	- 1,07	0,00	- 0,95
Variations de stocks	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total approvisionnement en énergie primaire	7,33	18,75	7,86	20,23	7,28	20,38	9,04	20,63	8,97	21,24
Correction climatique	0,00	0,68	0,00	- 0,01	0,00	0,36	0,00	0,70	0,00	0,66
Écart statistique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Production d'électricité	7,33	2,95	7,86	3,10	7,28	3,06	9,04	3,13	8,97	3,09
Production de chaleur	0,00	2,09	0,00	2,35	0,00	2,55	0,00	2,60	0,00	2,80
Injections de biométhane	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	0,06	0,00	0,10
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation brute de la branche énergie	7,33	5,05	7,86	5,47	7,28	5,64	9,04	5,79	8,97	5,98
Industrie	0,00	1,68	0,00	1,82	0,00	1,70	0,00	1,85	0,00	1,81
Transports	0,00	3,00	0,00	2,99	0,00	3,14	0,00	3,14	0,00	3,20
Résidentiel	0,00	8,84	0,00	8,96	0,00	9,14	0,00	9,37	0,00	9,69
Tertiaire	0,00	0,69	0,00	0,72	0,00	0,82	0,00	0,82	0,00	0,85
Agriculture-pêche	0,00	0,18	0,00	0,26	0,00	0,31	0,00	0,36	0,00	0,37
Consommation finale énergétique	0,00	14,38	0,00	14,75	0,00	15,11	0,00	15,53	0,00	15,92
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	0,00	14,38	0,00	14,75	0,00	15,11	0,00	15,53	0,00	15,92

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2015 à 2019

Données réelles
En TWh

	2015	2016	2017	2018	2019
Nucléaire	416,8	384,0	379,1	393,1	379,5
Pétrole	6,3	6,5	6,6	5,4	5,6
Gaz naturel	19,9	33,0	38,2	28,9	37,1
Charbon	13,7	11,6	14,3	9,9	5,5
Autre thermique	8,3	9,3	9,6	10,2	10,4
Hydraulique	59,8	64,9	54,5	69,6	60,8
Éolien	21,4	21,4	24,6	28,6	34,7
Photovoltaïque	7,8	8,7	9,6	10,9	12,2
Autres	1,3	1,1	1,3	1,2	1,1
Production nette d'électricité	555,3	540,4	537,8	557,8	547,0
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 6,9	- 6,8	- 7,2	- 7,5	- 6,5
Importations	10,0	19,9	21,1	13,5	15,6
Exportations	- 74,0	- 61,4	- 61,2	- 76,5	- 73,3
Total approvisionnement	484,3	492,2	490,6	487,4	482,8
Écart statistique	5,2	3,4	4,5	3,0	4,0
Branche énergie	8,0	8,5	8,1	8,7	8,7
Pertes de transport et de distribution	36,1	37,5	38,6	38,6	38,1
Total branche énergie	49,3	49,4	51,2	50,3	50,8
Industrie	115,9	117,7	116,7	116,9	115,5
Transports	10,7	10,5	10,6	10,1	10,1
Résidentiel	157,3	163,1	161,1	160,2	159,7
Tertiaire	142,2	142,5	142,0	141,2	138,2
Agriculture-pêche	8,9	8,9	8,9	8,6	8,5
Consommation finale énergétique	435,0	442,7	439,4	437,1	431,9
Consommation finale non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	435,0	442,7	439,4	437,1	431,9

Source : SDES

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2015 à 2019

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2015	2016	2017	2018	2019
Nucléaire	416,8	384,0	379,1	393,1	379,5
Pétrole	6,3	6,5	6,6	5,4	5,6
Gaz naturel	19,9	33,0	38,2	28,9	37,1
Charbon	13,7	11,6	14,3	9,9	5,5
Autre thermique	8,3	9,3	9,6	10,2	10,4
Hydraulique	59,8	64,9	54,5	69,6	60,8
Éolien	21,4	21,4	24,6	28,6	34,7
Photovoltaïque	7,8	8,7	9,6	10,9	12,2
Autres	1,3	1,1	1,3	1,2	1,1
Production nette d'électricité	555,3	540,4	537,8	557,8	547,0
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 6,9	- 6,8	- 7,2	- 7,5	- 6,5
Importations	10,0	19,9	21,1	13,5	15,6
Exportations	- 74,0	- 61,4	- 61,2	- 76,5	- 73,3
Total approvisionnement	484,3	492,2	490,6	487,4	482,8
Correction climatique	8,6	- 0,4	3,9	7,3	5,6
Écart statistique	5,2	3,4	4,5	3,0	4,0
Branche énergie	8,0	8,5	8,1	8,7	8,7
Pertes de transport et de distribution	37,2	37,5	39,1	39,6	39,0
Total branche énergie	50,4	49,4	51,7	51,3	51,8
Industrie	116,5	117,7	117,1	117,5	116,1
Transports	10,7	10,5	10,6	10,1	10,1
Résidentiel	162,4	163,0	163,7	165,1	164,2
Tertiaire	144,0	142,2	142,4	142,1	137,8
Agriculture-pêche	8,9	8,9	8,9	8,6	8,5
Consommation finale énergétique	442,6	442,3	442,7	443,4	436,6
Consommation finale non énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consommation finale	442,6	442,3	442,7	443,4	436,6

Source : SDES

annexes

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2015 à 2019

Données réelles
En TWh

	2015	2016	2017	2018	2019
Pétrole	2,65	2,43	2,81	0,39	0,24
Gaz naturel	16,19	17,91	17,49	17,50	18,01
Charbon	2,45	2,50	2,42	1,82	1,43
Autre thermique	18,14	21,08	22,15	22,15	23,78
Géothermie	1,07	1,22	1,56	1,66	1,80
Pompes à chaleur	0,14	0,14	0,14	0,27	0,36
Autres	0,96	1,25	1,01	0,91	1,37
Production de chaleur (commercialisée)	41,59	46,53	47,59	44,71	47,00
Pertes de transport et de distribution	3,03	3,52	3,62	3,30	3,65
Industrie	16,72	19,18	19,97	17,24	18,86
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	13,61	14,68	14,52	14,71	14,97
Tertiaire	8,16	9,05	9,38	9,33	9,30
Agriculture-pêche	0,08	0,10	0,09	0,14	0,22
Consommation finale énergétique	38,56	43,01	43,97	41,42	43,35
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	38,56	43,01	43,97	41,42	43,35

Source : SDES

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2015 à 2019

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2015	2016	2017	2018	2019
Pétrole	2,65	2,43	2,81	0,39	0,24
Gaz naturel	16,19	17,91	17,49	17,50	18,01
Charbon	2,45	2,50	2,42	1,82	1,43
Autre thermique	18,14	21,08	22,15	22,15	23,78
Géothermie	1,07	1,22	1,56	1,66	1,80
Pompes à chaleur	0,14	0,14	0,14	0,27	0,36
Autres	0,96	1,25	1,01	0,91	1,37
Production de chaleur (commercialisée)	41,59	46,53	47,59	44,71	47,00
Correction climatique	1,58	- 0,03	0,80	1,51	1,39
Pertes de transport et de distribution	3,18	3,52	3,70	3,44	3,79
Industrie	16,72	19,18	19,97	17,24	18,86
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	14,51	14,66	14,96	15,54	15,75
Tertiaire	8,69	9,04	9,67	9,86	9,78
Agriculture-pêche	0,08	0,10	0,09	0,14	0,22
Consommation finale énergétique	39,99	42,98	44,69	42,78	44,60
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	39,99	42,98	44,69	42,78	44,60

Source : SDES

Bilans monétaires, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique monétaire 2019

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	409	552	17 507	7 925	1 960	46 410	1 058	75 820
Importations	1 676	21 289	25 465	10 783	218	732	0	60 163
Exportations	- 30	- 127	- 11 245	- 2 136	- 102	- 2 749	0	- 16 390
Soutes maritimes internationales	0	0	- 801	0	0	0	0	- 801
Soutes aériennes internationales	0	0	- 3 406	0	0	0	0	- 3 406
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 9	73	90	- 379	0	0	0	- 225
Taxes	20	0	40 455	4 434	105	15 557	80	60 651
<i>dont TVA</i>	2	0	8 815	1 621	105	4 205	80	14 827
Subventions	0	0	0	- 111	0	- 7 898	0	- 8 009
Consommation d'autres formes d'énergie	0	551	22 614	0	0	2 415	1 395	26 974
Total des ressources	2 065	22 339	90 678	20 514	2 181	54 467	2 533	194 777
Production d'électricité	289	0	612	1 354	160	0	0	2 415
Production de chaleur	28	0	12	663	297	0	0	1 000
Production d'autres formes d'énergie	0	22 339	551	113	0	557	0	23 560
Branche énergie	316	22 339	1 175	2 130	457	557	0	26 974
Industrie	1 614	0	1 718	3 325	72	8 134	494	15 358
Transports	0	0	69 730	72	0	534	0	70 335
Résidentiel	12	0	5 502	11 450	1 574	28 407	1 277	48 222
Tertiaire	10	0	2 707	3 207	77	15 752	744	22 497
Agriculture-pêche	1	0	2 571	89	0	1 083	17	3 761
Consommation finale énergétique	1 637	0	82 227	18 142	1 724	53 910	2 533	160 173
Consommation finale non énergétique	112	0	7 276	242	0	0	0	7 630
Consommation finale	1 749	0	89 503	18 384	1 724	53 910	2 533	167 803

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2018

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	220	483	17 359	6 617	1 960	44 385	1 086	72 110
Importations	1 919	24 464	24 584	12 122	172	800	0	64 060
Exportations	- 19	- 61	- 13 121	- 1 413	- 121	- 3 644	0	- 18 378
Soutes maritimes internationales	0	0	- 896	0	0	0	0	- 896
Soutes aériennes internationales	0	0	- 3 332	0	0	0	0	- 3 332
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 18	181	216	- 495	0	0	0	- 117
Taxes	19	0	40 470	4 114	98	15 286	83	60 071
<i>dont TVA</i>	2	0	8 827	1 525	98	4 110	83	14 644
Subventions	0	0	0	- 56	0	- 6 889	0	- 6 945
Consommation d'autres formes d'énergie	0	413	25 815	0	0	2 463	1 350	30 041
Total des ressources	2 122	25 479	91 094	20 889	2 109	52 402	2 519	196 613
Production d'électricité	392	0	545	1 366	160	0	0	2 463
Production de chaleur	30	0	18	679	266	0	0	993
Production d'autres formes d'énergie	0	25 479	413	178	0	515	0	26 585
Branche énergie	422	25 479	977	2 223	426	515	0	30 041
Industrie	1 552	0	1 785	3 939	83	7 690	511	15 559
Transports	0	0	69 381	86	0	521	0	69 987
Résidentiel	13	0	5 722	10 869	1 528	27 467	1 254	46 853
Tertiaire	11	0	2 679	3 309	72	15 157	743	21 971
Agriculture-pêche	1	0	2 604	89	0	1 053	11	3 759
Consommation finale énergétique	1 576	0	82 172	18 292	1 683	51 887	2 519	158 129
Consommation finale non énergétique	124	0	7 945	374	0	0	0	8 443
Consommation finale	1 700	0	90 117	18 665	1 683	51 887	2 519	166 572

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2017

Données réelles

En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	228	461	16 588	7 086	2 057	41 154	1 282	68 857
Importations	2 070	21 060	20 244	9 744	140	1 201	0	54 459
Exportations	- 8	- 88	- 11 545	- 1 218	- 109	- 2 508	0	- 15 477
Soutes maritimes internationales	0	0	- 676	0	0	0	0	- 676
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 585	0	0	0	0	- 2 585
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 104	- 120	- 14	175	0	0	0	- 63
Taxes	19	0	37 650	3 515	100	15 277	80	56 640
<i>dont TVA</i>	2	0	7 958	1 546	100	4 033	80	13 717
Subventions	0	0	0	- 121	0	- 6 525	0	- 6 646
Consommation d'autres formes d'énergie	0	373	21 973	0	0	2 713	1 021	26 080
Total des ressources	2 205	21 686	81 636	19 180	2 188	51 312	2 382	180 590
Production d'électricité	613	0	625	1 347	129	0	0	2 713
Production de chaleur	46	0	30	425	252	0	0	752
Production d'autres formes d'énergie	0	21 686	373	137	0	418	0	22 615
Branche énergie	659	21 686	1 027	1 909	381	418	0	26 080
Industrie	1 435	0	1 442	3 493	73	7 458	527	14 428
Transports	0	0	62 047	59	0	470	0	62 576
Résidentiel	11	0	5 354	10 370	1 663	26 770	1 154	45 322
Tertiaire	11	0	2 397	2 978	72	15 174	695	21 326
Agriculture-pêche	1	0	2 198	77	0	1 022	7	3 304
Consommation finale énergétique	1 457	0	73 438	16 976	1 807	50 894	2 382	146 955
Consommation finale non énergétique	89	0	7 171	295	0	0	0	7 554
Consommation finale	1 546	0	80 609	17 271	1 807	50 894	2 382	154 510

Source : SDES

annexes

Bilan énergétique monétaire 2016

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	498	399	15 434	8 557	2 043	41 183	1 215	69 329
Importations	1 170	16 661	16 829	8409	135	922	0	44 127
Exportations	- 29	- 59	- 9 735	- 677	- 101	- 1 995	0	- 12 596
Soutes maritimes internationales	0	0	- 514	0	0	0	0	- 514
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 098	0	0	0	0	- 2 098
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	48	276	- 72	76	0	0	0	328
Taxes	16	0	35 155	3 088	93	15 380	80	53 813
<i>dont TVA</i>	2	0	7 219	1 551	93	4 044	80	12 989
Subventions	0	0	0	- 124	0	- 6 340	0	- 6 463
Consommation d'autres formes d'énergie	0	363	17 957	0	0	2 181	992	21 493
Total des ressources	1 702	17 641	72 956	19 329	2 170	51 332	2 287	167 418
Production d'électricité	392	0	489	1 168	133	0	0	2 181
Production de chaleur	39	0	21	430	241	0	0	732
Production d'autres formes d'énergie	0	17 641	363	140	0	436	0	18 580
Branche énergie	431	17 641	873	1 738	374	436	0	21 493
Industrie	1 171	0	1 278	3 743	78	7 691	494	14 455
Transports	0	0	56 047	63	0	490	0	56 600
Résidentiel	9	0	4 792	10 484	1 649	26 869	1 135	44 937
Tertiaire	8	0	2 009	2 919	70	14 849	651	20 506
Agriculture-pêche	0	0	1 970	80	0	998	7	3 055
Consommation finale énergétique	1 189	0	66 096	17 290	1 796	50 896	2 287	139 554
Consommation finale non énergétique	82	0	5 988	301	0	0	0	6 371
Consommation finale	1 271	0	72 084	17 591	1 796	50 896	2 287	145 925

Source : SDES

Bilan énergétique monétaire 2015Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production primaire et marges	449	533	15 962	6 849	1 927	44 335	951	71 006
Importations	1 314	21 126	20 460	11 545	112	450	0	55 006
Exportations	- 18	- 165	- 11 178	- 1 406	- 107	- 2 787	0	- 15 661
Soutes maritimes internationales	0	0	- 632	0	0	0	0	- 632
Soutes aériennes internationales	0	0	- 2 633	0	0	0	0	- 2 633
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 10	15	- 50	148	0	0	0	103
Taxes	18	0	34 329	2 658	87	13 860	98	51 050
<i>dont TVA</i>	2	0	7 549	1 572	87	3 842	98	13 150
Subventions	0	0	0	- 97	0	- 6 192	0	- 6 289
Consommation d'autres formes d'énergie	0	334	22 212	0	0	1 970	1 058	25 574
Total des ressources	1 752	21 842	78 471	19 698	2 019	51 636	2 106	177 524
Production d'électricité	446	0	563	872	89	0	0	1 970
Production de chaleur	55	0	62	494	180	0	0	790
Production d'autres formes d'énergie	0	21 842	334	189	0	450	0	22 814
Branche énergie	501	21 842	958	1 555	268	450	0	25 574
Industrie	1 148	0	1 441	4 161	88	8 252	485	15 575
Transports	0	0	58 656	67	0	549	0	59 271
Résidentiel	9	0	5 475	10 450	1 594	25 539	1 047	44 114
Tertiaire	8	0	2 511	3 040	68	15 876	569	22 073
Agriculture-pêche	0	0	2 346	86	0	970	5	3 408
Consommation finale énergétique	1 166	0	70 429	17 804	1 750	51 186	2 106	144 442
Consommation finale non énergétique	85	0	7 085	339	0	0	0	7 509
Consommation finale	1 251	0	77 513	18 143	1 750	51 186	2 106	151 950

Source : SDES

Bilans monétaires par énergie (données réelles)

Bilan monétaire du charbon de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production d'énergie primaire	0	0	0	0	0
Importations	1 314	1 170	2 070	1 919	1 676
Exportations	- 18	- 29	- 8	- 19	- 30
Variations de stocks	- 10	48	- 104	- 18	- 9
Marges de cokéfaction	445	373	244	413	476
Autres marges et écart statistique	3	125	- 15	- 193	- 67
TVA	2	2	2	2	2
TICC et octroi de mer	16	14	18	17	18
Total ressources	1 752	1 702	2 205	2 122	2 065
Production d'électricité	446	392	613	392	289
Production de chaleur	55	39	46	30	28
Hauts-fourneaux	969	993	1 212	1 290	1 393
Industrie	180	178	223	261	221
Résidentiel	9	9	11	13	12
Tertiaire	8	8	11	11	10
Agriculture-pêche	0	0	1	1	1
Consommation finale énergétique	197	196	246	286	243
Consommation finale non énergétique	85	82	89	124	112
Total emplois	1 752	1 702	2 205	2 122	2 065

Source : SDES

Bilan monétaire du pétrole brut de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production d'énergie primaire	533	399	461	483	552
Importations	21 126	16 661	21 060	24 464	21 289
Exportations	- 165	- 59	- 88	- 61	- 127
Variations de stocks	15	276	- 120	181	73
Transferts et retours en raffinerie	334	363	373	413	551
Total approvisionnement des raffineries	21 842	17 641	21 686	25 479	22 339

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire des produits pétroliers raffinés de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production nette des raffineries	26 043	21 052	25 827	28 702	25 346
Importations	19 834	15 918	19 041	23 293	24 113
Exportations	- 10 763	- 9 400	- 11 123	- 12 458	- 10 653
Soutes maritimes internationales	- 632	- 514	- 676	- 896	- 801
Soutes aériennes internationales	- 2 633	- 2 098	- 2 585	- 3 332	- 3 406
Variations de stocks	- 50	- 72	- 14	216	90
Transferts et retours en raffinerie	- 334	- 363	- 373	- 413	- 551
Coût de l'approvisionnement en produits raffinés	31 466	24 522	30 099	35 111	34 139
Marges de transport et de commerce, écart statistique	9 859	10 249	10 624	12 153	12 655
Taxes	34 329	35 155	37 650	40 470	40 455
<i>dont TICPE (+ TSC et octroi de mer pour les DOM)</i>	<i>26 682</i>	<i>27 897</i>	<i>29 654</i>	<i>31 607</i>	<i>31 604</i>
<i>dont TVA</i>	<i>7 549</i>	<i>7 219</i>	<i>7 958</i>	<i>8 827</i>	<i>8 815</i>
<i>dont TGAP et CPSSP</i>	<i>98</i>	<i>39</i>	<i>38</i>	<i>36</i>	<i>36</i>
Dépense en produits raffinés	75 654	69 927	78 373	87 734	87 249
Production d'électricité	563	489	625	545	612
Production de chaleur	62	21	30	18	12
Consommation nette de la branche énergie	624	509	654	563	624
Industrie	1 441	1 249	1 397	1 725	1 660
Transports	56 171	53 491	59 330	66 662	67 069
Résidentiel	5 475	4 792	5 354	5 722	5 502
Tertiaire	2 511	1 999	2 375	2 654	2 681
Agriculture-pêche	2 346	1 898	2 091	2 463	2 436
Consommation finale énergétique	67 945	63 429	70 547	79 225	79 349
Consommation finale non énergétique	7 085	5 988	7 171	7 945	7 276
Consommation finale	75 029	69 417	77 718	87 171	86 625

Source : SDES

Bilan monétaire des biocarburants de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production	2 273	2 090	2 111	2 319	2 119
Importations	626	911	1 202	1 291	1 351
Exportations	- 415	- 334	- 422	- 663	- 592
Total approvisionnement en biocarburants	2 484	2 666	2 891	2 947	2 879
Industrie	0	29	45	60	58
Transports	2 484	2 556	2 717	2 720	2 660
<i>dont transport routier (biodiesel et bioessence)</i>	<i>2 484</i>	<i>2 551</i>	<i>2 709</i>	<i>2 709</i>	<i>2 651</i>
Résidentiel	0	0	0	0	0
Tertiaire	0	10	22	25	26
Agriculture-pêche	0	71	107	142	135
Consommation finale	2 484	2 666	2 891	2 947	2 879

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire du gaz naturel de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production de gaz naturel	6	4	3	2	3
Injections de biométhane	9	22	40	73	128
Importations	11 545	8 409	9 744	12 122	10 783
Exportations	- 1 406	- 677	- 1 218	- 1 413	- 2 136
Variations de stocks	148	76	175	- 495	- 379
Utilisation des infrastructures (hors pertes)	5 820	6 119	6 049	6 214	6 325
Marges de commerce et écart statistique	1 015	2 412	993	328	1 469
Taxes	2 658	3 088	3 515	4 114	4 434
Subventions	- 97	- 124	- 121	- 56	- 111
Total ressources	19 698	19 329	19 180	20 889	20 514
Production d'électricité	872	1 168	1 347	1 366	1 354
Production de chaleur	494	430	425	679	663
Branche énergie hors transformation	189	140	137	178	113
Branche énergie	1 555	1 738	1 909	2 223	2 130
Industrie	4 161	3 743	3 493	3 939	3 325
Résidentiel	10 450	10 484	10 370	10 869	11 450
Tertiaire et transports	3 108	2 982	3 036	3 394	3 279
Agriculture-pêche	86	80	77	89	89
Consommation finale énergétique	17 804	17 290	16 976	18 292	18 142
Consommation finale non énergétique	339	301	295	374	242
Consommation finale	18 143	17 591	17 271	18 665	18 384

Source : SDES

Bilan monétaire du bois-énergie de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production et marges	1 927	2 043	2 057	1 960	1 960
Importations	112	135	140	172	218
Exportations	- 107	- 101	- 109	- 121	- 102
Taxes (TVA)	87	93	100	98	105
Subventions	0	0	0	0	0
Total ressources	2 019	2 170	2 188	2 109	2 181
Production d'électricité	89	133	129	160	160
Production de chaleur	180	241	252	266	297
Industrie	88	78	73	83	72
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 594	1 649	1 663	1 528	1 574
Tertiaire	68	70	72	72	77
Agriculture-pêche	0	0	0	0	0
Consommation finale	1 750	1 796	1 807	1 683	1 724

Source : SDES

annexes

Bilan monétaire de l'électricité de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production et marges	33 920	30 659	31 054	33 760	35 761
Importations	450	922	1 201	800	732
Exportations	- 2 787	- 1 995	- 2 508	- 3 644	- 2 749
Utilisation du réseau (hors pertes)	12 386	12 706	12 814	13 088	13 063
Taxes	13 860	15 380	15 277	15 286	15 557
Subventions	- 6 192	- 6 340	- 6 525	- 6 889	- 7 898
Total ressources	51 636	51 332	51 312	52 402	54 467
Branche énergie (hors électricité)	450	436	418	515	557
Industrie	8 252	7 691	7 458	7 690	8 134
Transports	549	490	470	521	534
Résidentiel	25 539	26 869	26 770	27 467	28 407
Tertiaire	15 876	14 849	15 174	15 157	15 752
Agriculture-pêche	970	998	1 022	1 053	1 083
Consommation finale	51 186	50 896	50 894	51 887	53 910

Source : SDES

Bilan monétaire de la chaleur commercialisée de 2015 à 2019

Données réelles
En M€

	2015	2016	2017	2018	2019
Production et marges	2 009	2 207	2 303	2 436	2 453
Taxes (TVA)	98	80	80	83	80
Total ressources	2 106	2 287	2 382	2 519	2 533
Industrie	485	494	527	511	494
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 047	1 135	1 154	1 254	1 277
Tertiaire	569	651	695	743	744
Agriculture-pêche	5	7	7	11	17
Consommation finale	2 106	2 287	2 382	2 519	2 533

Source : SDES

Annexes méthodologiques

ANNEXE 1 : PRINCIPES MÉTHODOLOGIQUES ET SOURCES

Le bilan de l'énergie comprend un bilan physique et un bilan monétaire, établis de manière cohérente entre eux.

Bilan physique

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

- la production primaire ;
- les importations, nettes des exportations ;
- les variations de stocks (positives pour un déstockage ou négatives pour un stockage) ;
- les routes 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.

La méthodologie du bilan 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. À noter toutefois que certaines consommations finales, notamment celles à usage militaire, sont considérées ici comme relevant du secteur tertiaire alors qu'elles devraient être « non affectées » suivant les recommandations internationales.

La dernière modification, datant de 2017, du règlement européen sur les statistiques énergétiques a notamment étendu aux cinq DOM le périmètre géographique sur lequel portent les données relatives à la France, auparavant restreint à la France métropolitaine. En cohérence avec les données désormais publiées par l'AIE et Eurostat, le bilan national couvre donc maintenant aussi les DOM. Des bilans portant sur la France entière ont ainsi été réalisés à partir de l'année 2011. Les données relatives aux années antérieures restent limitées à la France métropolitaine.

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 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.

Le bilan global, celui des énergies renouvelables et des déchets, celui du pétrole et celui du charbon sont exprimés dans l'unité commune, la tonne équivalent pétrole (tep), tandis que les bilans des autres énergies sont exprimés dans leurs unités propres (gigawattheure PCS pour le gaz, gigawattheure pour l'électricité et la chaleur).

L'élaboration du bilan physique de l'énergie repose principalement sur l'exploitation de données recueillies par le SDES. Celles-ci sont recueillies d'une part dans le cadre d'enquêtes statistiques, au sens de la loi de 1951 relative à la statistique publique :

- enquête sur les produits du charbon dans l'industrie sidérurgique ;
- enquête annuelle sur la production d'électricité ;
- enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid, dont la maîtrise d'oeuvre est assurée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine ;
- enquête sur la consommation d'énergie dans la construction en 2015.

Les données sont recueillies d'autre part dans le cadre de collectes prévues par des textes réglementaires. En particulier, les statistiques de consommation de gaz, d'électricité et de produits pétroliers sont construites principalement à partir des données locales annuelles de consommation d'énergie, collectées en application de l'article 179 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (par l'intermédiaire du Comité professionnel du pétrole en ce qui concerne les produits pétroliers). Sont en outre exploitées des données annuelles sur la pétrochimie ainsi que des données mensuelles recueillies auprès de divers acteurs de l'énergie (raffineurs, importateurs, réseaux de transport et de distribution, etc.).

Ces sources internes au SDES sont complétées par des sources externes. Plusieurs, parmi les plus significatives, sont issues du service statistique public, notamment l'enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie (EACEI) de l'Insee, l'enquête Logement de l'Insee (pour la consommation de bois des ménages), les statistiques de commerce extérieur du service statistique de la direction générale des douanes et des droits indirects et le réseau d'information comptable agricole du service statistique du ministère de l'Agriculture. D'autres proviennent d'organismes extérieurs à la statistique publique, comprenant notamment l'Ademe (pour les déchets), Observ'er (pour certaines énergies renouvelables thermiques), la CRE (pour le photovoltaïque), la DGEC (pour les biocarburants), FranceAgriMer (pour la production de bioéthanol), le Citepa (pour la consommation non énergétique de gaz) et des observatoires de l'énergie ultramarins. Le partage de la consommation de produits pétroliers entre résidentiel et tertiaire est réalisé à partir de données du Ceren, organisme auquel est déléguée la production de certaines statistiques publiques de consommation d'énergie.

Bilan monétaire

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 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 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 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.

Par exception au principe de cohérence entre les bilans physique et monétaire, la dépense des hauts-fourneaux en énergie (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, 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 notamment sur les sources suivantes, outre celles mobilisées pour établir le bilan physique :

- l'enquête semestrielle sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité du SDES ;
- l'enquête sectorielle annuelle de l'Insee sur le champ du transport ;
- diverses informations issues de documents budgétaires de RTE, d'Enedis, de GRTgaz, de Teréga, de Storengy et de la Commission de régulation de l'énergie ;
- les prix de marché de gros du gaz observés aux PEG ;
- l'enquête mensuelle sur les prix des produits pétroliers de l'Insee ;
- la base sur les prix de vente de produits pétroliers de la DGEC ;
- l'enquête trimestrielle réalisée par le CEEB sur les prix du bois-énergie ;
- l'enquête annuelle sur les prix des combustibles bois réalisée par CODA Stratégies pour le compte de l'Ademe.

ANNEXE 2 : DÉFINITIONS

Chaleur : transfert thermique, au sens physique du terme. Les flux de chaleur considérés dans le présent bilan sont toutefois restreints aux quantités de chaleur vendues (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 (CH₄).

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.

ANNEXE 3 : ÉQUIVALENCES ÉNERGÉTIQUES

Les équivalences énergétiques utilisées sont celles que recommandent les organisations internationales (Agence internationale de l'énergie, Eurostat). Le tableau ci-après précise les coefficients d'équivalence entre unités propres, gigajoules (GJ) et tonnes équivalent pétrole (tep). Ces coefficients sont systématiquement utilisés dans les

publications officielles françaises.

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.

Énergie	Unité propre	gigajoules (GJ) (PCI)	tep (PCI)
Charbon			
Charbon-vapeur	1 t	26	0,619
Charbon à coke	1 t	29,5	0,705
Coke de cokerie	1 t	28	0,667
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	32	0,762
Lignite et produits de récupération	1 t	17	0,405
Anthracite	1 t	32,3	0,772
Goudron de houille	1 t	38	0,905
Pétrole brut et produits pétroliers			
Produits primaires et autres produits à distiller			
Pétrole brut	1 t	42,78	1,0218
Liquides de gaz naturels	1 t	42	1,0032
Produits d'alimentation des raffineries	1 t	41,86	0,9997
Additifs oxygénés	1 t	25,12	1,0693
Produits raffinés			
Gazole, fioul domestique	1 t	42,6	1,0175
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1 t	46	1,0987
Essence moteur	1 t	44	1,0509
Kérosène	1 t	43	1,027
Fioul lourd	1 t	40	0,9554
Coke de pétrole	1 t	32	0,7643
Naphta	1 t	44	1,0509
Lubrifiants	1 t	42	1,0032
White spirit	1 t	43,6	1,0414
Bitumes	1 t	39	0,9315
Électricité	1 MWh	3,6	0,086
Bois à usage résidentiel	1 stère	6,17	0,147
Bois à usage professionnel	1 tonne	10,76	0,257
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	0,077

ANNEXE 4 : MÉTHODE DE 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 17 °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 $17 - T$ si $T < 17$ °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 22 stations météorologiques, soit une pour chacune des anciennes régions métropolitaines. Les résultats de chaque station sont pondérés par la population de la région au recensement de 1999.

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 DJU_0 dans la suite) s'établit à 1 966 degrés-jours sur la période de référence, couvrant les années 1986 à 2015. 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 ($C_{réelle}$) est supposé dépendre linéairement du nombre de degrés-jours, à travers un coefficient de thermosensibilité b :

$$C_{CVC} = C_{réelle} - b \cdot (DJU - DJU_0)$$

La détermination du jeu de coefficients b sur la période 1990-2017 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) et supposés constants entre 2017 et 2019. Les régressions incluent comme variables de contrôle, lorsqu'elles s'avèrent pertinentes, les nombres de jours totaux et ouvrés, des indicatrices mensuelles, une tendance, les prix des énergies concernées, l'indice de production industrielle et, pour celles relatives à l'électricité, le coefficient de disponibilité nucléaire. 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 1990-2017. La thermosensibilité de la consommation de gaz du résidentiel et du tertiaire est toutefois, par exception, 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) est estimée à partir d'une estimation sur données annuelles ; elle est supposée constante depuis 2000 et nulle avant (la consommation de chaleur figurant dans les statistiques du bilan étant très faible avant 2000) et est ventilée depuis 2011 entre résidentiel et tertiaire au prorata de leurs consommations respectives. La thermosensibilité des pertes de distribution sur les réseaux de chaleur est supposée proportionnelle aux quantités livrées. La thermosensibilité de la consommation d'énergies renouvelables et de déchets des centrales calogènes est supposée proportionnelle au niveau corrigé des variations climatiques de cette consommation depuis 2005 (première année d'observation) et calée en moyenne sur la période 2005-2017 sur le résultat d'une estimation économétrique. 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, ce qui correspond à la méthode mise en oeuvre dans les éditions précédentes du bilan. 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).

annexes

Coefficients de thermosensibilité estimés pour le chauffage

En ktep/DJU

		1990	91	92	93	94	95	96	97	98	99	2000	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Charbon	Résidentiel	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Transformation	3,4	3,4	3,4	3,3	3,0	2,9	2,7	2,7	2,7	2,6	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5	1,8	1,9	1,8	1,7	1,4	1,1	0,8	0,8	0,8
Produits pétroliers	Industrie	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
	Résidentiel	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,1	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,1	1,1	1,1
	Tertiaire	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Gaz	Industrie	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Résidentiel	2,2	2,2	2,3	2,3	2,5	2,5	2,6	2,7	2,6	2,7	3,9	4,1	4,4	4,4	4,6	4,7	4,9	4,7	4,9	4,7	4,5	4,6	4,6	4,6	4,4	4,4	4,5	4,3	4,2	4,2
	Tertiaire	2,1	2,0	2,0	2,2	2,2	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	1,4	1,5	1,4	1,7	1,7	1,8	1,7	1,9	1,7	2,0	2,2	1,9	2,0	2,0	2,3	2,2	2,1	2,2	2,2	2,3
	Transformation	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	Pertes sur le réseau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
EnR et déchets	Résidentiel	3,0	3,1	3,2	3,1	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4
	Tertiaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Transformation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Électricité	Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Résidentiel	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,5	1,6	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	Tertiaire	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Pertes sur le réseau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Chaleur	Résidentiel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
	Tertiaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Non affecté	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Pertes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Toutes énergies	Consommation finale	14,9	15,0	15,2	15,4	15,5	15,6	15,7	15,4	15,0	14,5	14,7	14,6	14,8	15,0	15,4	15,7	15,9	16,2	16,5	16,9	17,2	17,4	17,6	17,6	17,5	17,2	16,9	16,6	16,7	16,8
	Consommation primaire	17,5	17,6	17,7	17,9	18,1	18,3	18,3	18,2	17,8	17,3	16,9	16,6	16,6	16,8	17,1	17,4	17,7	18,0	18,3	18,9	19,3	19,7	19,9	20,0	19,8	19,3	18,7	18,2	18,3	18,4

Toutes énergies confondues, un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de référence (soit de 197 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle finale (resp. primaire) de 3,3 Mtep (resp. 3,6 Mtep) en 2019.

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 (DJU_c) à partir d'une température de référence de 21 °C. L'estimation est réalisée sur données mensuelles sur la période 2009-2018 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.

Coefficients de thermosensibilité estimés pour la climatisation

En ktep/DJU_c

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Électricité	Tertiaire	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de climatisation de référence (soit de 22 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle

d'électricité du secteur tertiaire de 0,25 TWh (soit 22 ktep) en 2019.

ANNEXE 5 : PRINCIPALES RÉVISIONS PAR RAPPORT À LA PRÉCÉDENTE ÉDITION

L'objectif d'amélioration continue des méthodes employées ainsi que la disponibilité de nouvelles sources se substituant à d'anciennes peut se traduire par des révisions dans les bilans des années antérieures. Les principales modifications apportées cette année sont recensées ci-après.

Produits pétroliers

Le rebasement du bilan de la circulation des Comptes des transports a entraîné la révision de certaines séries de consommation du transport routier, notamment celle de gazole par le transport de marchandises, sur la période 2011-2018. Une nouvelle méthode a par ailleurs été mise en place pour répartir les soutes maritimes entre domestique et international, entraînant une révision sur la même période.

La ventilation sectorielle de la consommation de produits pétroliers dans les départements d'outre-mer en 2018 a été affinée.

La révision du secteur d'activité d'un gros consommateur de gaz de raffinerie a conduit à un transfert, en 2018, de la consommation du secteur de la transformation vers celui de la chimie.

Enfin, comme chaque année, les données de consommation 2018 de produits pétroliers dans l'agriculture ont été améliorées à la suite de la mise à disposition des données du Rica.

Gaz naturel

Les statistiques de consommation de gaz ont été révisées. Elles sont construites principalement, pour les années 2018 et 2019, à partir des données locales de consommation d'énergie mises à disposition dans le cadre de l'article 179 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (après, le cas échéant, certains retraitements d'allocation sectorielle). L'enquête annuelle sur les statistiques gazières (EASG) a été arrêtée en raison de la disponibilité de cette nouvelle source. Les prix du gaz par secteur, issus jusqu'à l'édition précédente de l'EASG et de l'EACEI, sont désormais estimés à partir de l'enquête « Transparence des prix » en tenant compte de la distribution des consommateurs de chaque secteur par tranche de consommation. Les statistiques de consommation physique et monétaire ont été rétopolées jusqu'à l'année 2011 incluse. Le bilan physique du gaz fait désormais apparaître un écart statistique, alors qu'il était nul par construction dans les précédentes éditions, le total des emplois étant calé sur le total des ressources.

En outre, à partir de 2018, le bilan du gaz naturel a été élargi pour inclure le GNL porté, c'est-à-dire directement

acheminé par camion-citerne à des industriels ou des stations-service, sans être injecté dans les réseaux de gaz.

Charbon

La méthode de comptabilisation des quantités consommées par les centrales électriques (et de cogénération) fonctionnant à partir de bagasse et de charbon a été améliorée, et les chiffres correspondants ont été révisés sur la période 2011-2018.

Énergies renouvelables et déchets

Les biocarburants incorporés au gazole non routier ont été répartis dans les secteurs consommateurs correspondants, alors qu'ils étaient auparavant comptabilisés dans les transports. Les chiffres d'importation de biodiesel ont été améliorés, entraînant un impact sur la production correspondante. Les modifications ont été apportées sur la période 2011-2018.

L'estimation de la consommation de déchets par le secteur de la transformation a été revue, afin de mieux articuler les résultats de l'enquête annuelle sur la production d'électricité (EAPE), ceux de l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid (EARCF) et ceux de l'enquête sur les installations de traitement des ordures ménagères (Itom) de l'Ademe. Il en résulte une révision des statistiques correspondantes à compter de l'année 2011.

Des révisions effectuées dans l'enquête annuelle sur la consommation d'énergie dans l'industrie (EACEI) ont conduit à corriger certains chiffres de consommation finale d'énergie renouvelable thermique dans l'industrie, entre 2014 et 2018.

Électricité

Les statistiques de consommation d'électricité ont été révisées. Elles sont construites principalement, pour les années 2018 et 2019, à partir des données locales de consommation d'énergie mises à disposition dans le cadre de l'article 179 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte. L'enquête annuelle sur le transport et la distribution d'électricité (EATDE) a été arrêtée en raison de la disponibilité de cette nouvelle source. Les prix de l'électricité par secteur, qui exploitaient jusqu'à la précédente édition l'EACEI ainsi que l'enquête sur les consommations d'énergie du tertiaire pour l'année 2011, sont désormais estimés à partir de l'enquête « Transparence des prix » en tenant compte de la distribution des consommateurs de chaque secteur par tranche de consommation. Par ailleurs, l'autoconsommation photovoltaïque a été prise en compte pour les années 2018 et 2019 et l'identification des secteurs autoconsommant de l'électricité issue d'autres filières a été améliorée. Les statistiques de consommation physique et monétaire ont été rétopolées jusqu'à l'année 2011 incluse.

Sigles et abréviations

Ademe	Agence de la transition écologique
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
APU	administrations publiques
ARA	Anvers, Rotterdam, Amsterdam
Arenh	accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ATRT	accès des tiers au réseau de transport
ATRD	accès des tiers au réseau de distribution
ATTM	accès des tiers aux terminaux méthaniers
CAF	coût, assurance, fret
CCCG	centrales à cycle combiné au gaz
CCG	cycle combiné au gaz
CEEB	Centre d'études de l'économie du bois
Ceren	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
CFBP	Comité français du butane et du propane
Citepa	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
CPDP	Comité professionnel du pétrole
CPSSP	taxe affectée au stockage des produits pétroliers
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	contribution au service public de l'électricité
CTA	contribution tarifaire d'acheminement
CVC	corrigé des variations climatiques
DOM	Département d'outre-mer
DGDDI	Direction générale des douanes et des droits indirects
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DJU	degrés-jours unifiés
EACEI	enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie
EARCF	enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid
EDF	Électricité de France
ELD	entreprises locales de distribution
EnR	énergie renouvelable
ETBE	éther éthyle tertiobutyle
FAB	franco à bord
FFA	Fédération française de l'acier
FOD	fioul domestique
GNL	gaz naturel liquéfié
GNV	gaz naturel pour véhicules
GPL	gaz de pétrole liquéfié
GRTgaz	Gestionnaire de réseau de transport du gaz
HVHTE	huiles végétales hydro-traitées essence
HVHTG	huiles végétales hydro-traitées gazole

annexes

ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
ISBLSM	institution sans but lucratif au service des ménages
Mt	million de tonnes
Mtep	million de tonnes équivalent pétrole
NAF	nomenclature d'activités française
NBP	<i>National Balancing Point</i>
n.d.	non disponible
OA	obligation d'achat
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Opep	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OREC	Observatoire régional de l'énergie et du climat de la Guadeloupe
PAC	pompes à chaleur
PEG	point d'échange de gaz
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PIB	produit intérieur brut
PIR	point d'interconnexion du réseau
Rica	Réseau d'information comptable agricole
RTE	Réseau de transport d'électricité
SARA	Société anonyme de la raffinerie des Antilles
SEI	systèmes énergétiques insulaires
Sifim	services d'intermédiation financière indirectement mesurés
SNCU	Syndicat national de chauffage urbain et de la climatisation urbaine
SNET	Société nationale d'électricité et de thermique
SP95-E10	sans plomb 95 - éthanol 10 %
Step	stations de transfert d'énergie par pompage
TBTS	très basse teneur en soufre
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
TGAP	taxe générale sur les activités polluantes
TICPE	taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TICFE	taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
TICGN	taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel
TIGF	Transport et infrastructures gaz France
Tirib	taxe intérieure relative à l'incorporation de biocarburants
TLCFE	taxes locales sur la consommation finale d'électricité
TRS	<i>Trading Region South</i>
TSC	taxe spéciale de consommation
Turpe	tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UIOM	unité d'incinération des ordures ménagères
ZNI	zones non interconnectées au réseau d'électricité métropolitain continental

Pour en savoir plus

Le bilan énergétique de la France est l'une des publications statistiques nationales majeures dans le domaine de l'énergie. D'autres sont disponibles sur le site du service de la donnée et des études statistiques, rubrique « Énergie » (www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie). Elles comprennent des publications annuelles et des publications conjoncturelles (i.e. infra-annuelles) ainsi que des publications plus ponctuelles.

Publications annuelles

- *Bilan énergétique de la France en 2019 – Données provisoires*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en avril 2020 ;
- *Bilan énergétique de la France en 2019 – Synthèse*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en décembre 2020 ;
- *Les ventes de produits pétroliers en 2019 – Résultats par produit et par département (France métropolitaine)*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en septembre 2020 ;
- *L'activité de la pétrochimie en France en 2019*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en janvier 2021 ;
- *Les prix des produits pétroliers ont connu des fluctuations modérées en 2019*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en avril 2020 ;
- *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2019*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en juin 2020 ;
- *Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2019*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en juin 2020 ;
- *Les dépenses publiques de R&D en énergie en 2019 – Hausse des financements alloués au nucléaire*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en septembre 2020 ;
- *Les facteurs d'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie en France de 1990 à 2018*, Datalab, dernière édition relative aux données 2018, parue en avril 2020 ;
- *Les énergies renouvelables en France en 2019 – Suivi de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2019, parue en avril 2020 ;
- *Chiffres clés de l'énergie – Édition 2020*, Datalab, dernière édition parue en septembre 2020 ;
- *Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2020*, Datalab, dernière édition parue en juillet 2020 ;
- *Chiffres clés du climat – France, Europe et Monde - Édition 2021*, Datalab, dernière édition parue en décembre 2020.

Publications conjoncturelles

- la note de conjoncture énergétique, qui paraît à un rythme trimestriel dans la collection Datalab Essentiel ;
- quatre tableaux de bord trimestriels, relatifs respectivement à l'éolien, au photovoltaïque, au biogaz utilisé pour la production d'électricité et au biométhane injecté. Ils paraissent deux mois après la fin du trimestre considéré dans la collection STATINFO.

Autres publications en 2020

- *Les Français émettent moins de CO₂ que leurs voisins européens*, Datalab Essentiel, mai 2020 ;
- *Le parc de logements par classe de consommation énergétique*, document de travail, septembre 2020.

Table des matières



table des matières

PARTIE 1 : LES PRIX DE L'ÉNERGIE	5
1.1 Hausse des prix de l'énergie résidentielle mais stabilité de ceux des carburants en 2019	6
1.2 Les prix du pétrole brut et raffiné ont connu des fluctuations modérées en 2019	7
1.2.1 Prix du pétrole brut	7
1.2.2 Prix des produits pétroliers raffinés	8
1.2.3 Prix à la consommation	9
1.3 Des prix du gaz en baisse, sauf dans le résidentiel	10
1.3.1 Prix de gros du gaz naturel	10
1.3.2 Prix à la consommation du gaz naturel	11
1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation sont en hausse malgré une baisse des cours	13
1.4.1 Prix de gros du charbon	13
1.4.2 Prix du charbon pour les consommateurs	14
1.5 Des prix du bois globalement en hausse en 2019	15
1.5.1 Prix des importations et exportations	15
1.5.2 Prix pour le résidentiel	15
1.5.3 Prix pour les professionnels	16
1.6. Les prix des biocarburants importés diminuent en 2019	18
1.7 Hausse des prix de l'électricité à la consommation pour tous les secteurs	19
1.7.1 Prix de gros de l'électricité	19
1.7.2 Prix à la consommation de l'électricité	21
1.8. Le prix de la chaleur baisse dans l'industrie et se stabilise dans les autres secteurs	23
PARTIE 2 : L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE	25
2.1 Baisses de la production et de la consommation primaires d'énergie	26
2.2 La production primaire diminue du fait de la moindre disponibilité des centrales nucléaires	29
2.2.1 Combustibles fossiles	29
2.2.2 Nucléaire	30
2.2.3 Énergies renouvelables et valorisation des déchets	31
2.3 La chute des cours du gaz allège la facture énergétique de la France	34
2.3.1 Pétrole brut et raffiné	34
2.3.2 Gaz naturel	37
2.3.3 Charbon	39
2.3.4 Bois-énergie	41
2.3.5 Biocarburants	41
2.3.6 Électricité	42
PARTIE 3 : TRANSFORMATION, TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉNERGIE EN FRANCE	43
3.1 La production des raffineries de pétrole diminue en volume et en valeur	44
3.2 Stabilité du coût des infrastructures gazières	46
3.3 La transformation de charbon : net recul de l'activité de la filière fonte	49
3.3.1 Les cokeries	49
3.3.2 Les hauts-fourneaux	49
3.4 Baisse de la production d'électricité en raison du recul de la production nucléaire	51
3.4.1 Production nette d'électricité	51
3.4.2 Transport et distribution d'électricité	56
3.5 Production de chaleur commercialisée : la part des énergies renouvelables poursuit sa progression	57
3.5.1 Réseaux de chaleur	57
3.5.2 Chaleur cogénérée vendue hors des réseaux de chaleur	59

table des matières

PARTIE 4 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR FORME D'ÉNERGIE EN FRANCE	61
4.1 Baisse de la consommation primaire à climat constant	62
4.2 Stabilité de la consommation et légère baisse de la dépense en produits pétroliers	66
4.2.1 Consommation et dépense totales	66
4.2.2 Production d'électricité et de chaleur	68
4.2.3 Consommation finale à usage énergétique	68
4.2.4 Consommation finale à usage non énergétique	69
4.2.5 Consommation par produit	69
4.3 Rebond de la consommation de gaz naturel du fait de la forte sollicitation des centrales à gaz	71
4.3.1 Consommation et dépense totales	71
4.3.2 Branche énergie	72
4.3.3 Consommation finale à usage énergétique	73
4.3.4 Consommation finale à usage non énergétique	73
4.4 La consommation de charbon et la dépense associée continuent de chuter	74
4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets poursuit sa progression, à climat constant	77
4.5.1 Consommation totale	77
4.5.2 Bois-énergie	78
4.5.3 Biocarburants	79
4.6 La consommation d'électricité poursuit son repli mais la dépense augmente	80
4.7 La consommation de chaleur commercialisée continue à progresser	83
PARTIE 5 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SECTEUR OU USAGE EN FRANCE	85
5.1 Consommation finale d'énergie : légère baisse	86
5.2 Stabilité de la dépense en énergie par ménage	88
5.3 Résidentiel : baisse modérée de la consommation	92
5.4 Tertiaire : baisse de la consommation	95
5.5 Transports : stabilité de la consommation	97
5.6 Industrie : baisse de la consommation énergétique	100
5.7 Agriculture-pêche : léger repli de la consommation	103
PARTIE 6 : ÉMISSIONS DE CO₂ DUES À LA COMBUSTION D'ÉNERGIE	105
6 La baisse des émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie se poursuit	106
DONNÉES CLÉS	110
ANNEXES	113
Bilans énergétiques de la France	114
Annexes méthodologiques	140
Sigles et abréviations	147
Pour en savoir plus	149

Conditions générales d'utilisation

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (3, rue Hautefeuille - 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1^{er} juillet 1992 - art. L.122-4 et L.122-5 et Code pénal art. 425).

Dépôt légal : janvier 2021

ISSN : 2557-8138 (en ligne)
2555-7580 (imprimé)

Impression : imprimerie intégrée du MTE, imprimé sur du papier certifié ecolabel européen – www.ecolabel.com

Directrice de publication : Béatrice Sédillot

Coordination éditoriale : Amélie Glorieux-Freminet

Maquettage et réalisation : Agence Efil, Tours

Cartographie : Antea



Le bilan énergétique de la France décrit l'approvisionnement et la consommation de l'énergie, d'un point de vue non seulement physique mais aussi monétaire grâce à l'observation des prix des différentes énergies.

En 2019, la production d'énergie primaire de la France décroît de 2,5 % par rapport à 2018, en raison du recul de la production d'électricité d'origine nucléaire et malgré la progression de l'éolien, du photovoltaïque et des pompes à chaleur notamment. La consommation primaire est en baisse également, mais moins fortement (-1,4 %).

La consommation finale d'énergie, corrigée des variations climatiques, baisse, quant à elle, de 0,9 %, avec une diminution davantage marquée dans l'industrie et le tertiaire.

Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 168 milliards d'euros (Md€) pour leur consommation d'énergie. 53 Md€ correspondent aux taxes (nettes des subventions aux énergies renouvelables) et 39 Md€ aux importations nettes de produits énergétiques. Chaque ménage français a dépensé en moyenne 3 140 € pour ses achats d'énergie, à parts presque égales pour les carburants et le logement, dont 1 400 € de taxes.

**Bilan énergétique
de la France
pour 2019**

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

www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr