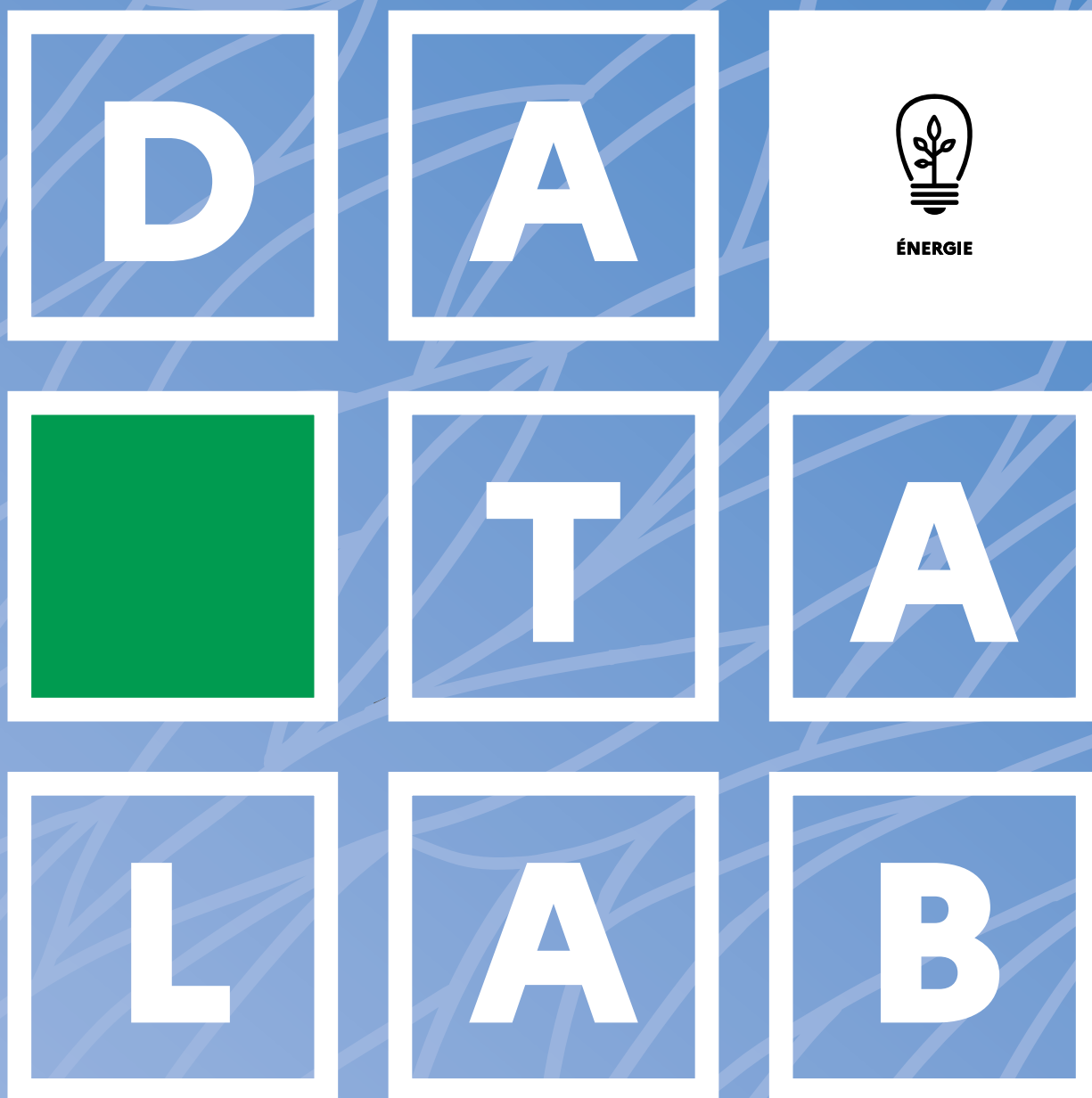




MINISTÈRES
AMÉNAGEMENT
DU TERRITOIRE
TRANSITION
ÉCOLOGIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



Bilan énergétique de la France pour 2023

AVRIL 2025



sommaire

Bilan énergétique de la France pour 2023

- 4 - Avant-propos
- 5 - Synthèse et données clés
- 11 - Les prix de l'énergie
- 39 - L'approvisionnement énergétique
- 63 - Transformation, transport et distribution d'énergie
- 83 - La consommation d'énergie par forme d'énergie
- 109 - La consommation d'énergie par secteur ou usage
- 129 - Intensité énergétique finale et émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie
- 137 - Annexes
- 175 - Table des matières

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

*Chiffres arrêtés au 6 janvier 2025.
L'arrondi de la somme n'est pas toujours
égal à la somme des arrondis.*



Publication disponible en HTML sur
www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

pilotage

VA

Virginie Andrieux
Coordinatrice

virginie.andrieux@developpement-durable.gouv.fr

CM

Christophe Meilhac
Coordinateur

christophe.meilhac@developpement-durable.gouv.fr

BM

Bérengère Mesqui
Coordinatrice

berengere.mesqui@developpement-durable.gouv.fr

contributeurs

Alexandru Andrei
Virginie Andrieux
César Got
Malo Herry
Étienne Jezioro
Théo Jobkel
Yvain Journée
Jean Lauverjat
Thierry Mathé
Christophe Meilhac
Bérengère Mesqui
Évelyne Misak
Simon Wellenreiter

avant-propos



e 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, est élaboré suivant les recommandations de l'Agence internationale de l'énergie et d'Eurostat. Son volet monétaire, plus récent et plus original au plan international, permet d'analyser les dépenses en énergie des différents secteurs ainsi que l'évolution des prix. Un document détaillant la méthodologie d'élaboration du bilan de l'énergie ainsi que les données en séries longues accompagnent la publication sur le site internet du SDES.

— **Béatrice Sédillot**

CHEFFE DU SERVICE DES DONNÉES ET ÉTUDES STATISTIQUES (SDES)

Synthèse et données clés



LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE REBONDIT NETTEMENT EN 2023

En 2023, la production d'énergie primaire française s'établit à 1 421 TWh, en hausse de 13,0 % par rapport à 2022. Cette hausse s'explique principalement par la reprise de la production nucléaire (1 025 TWh, + 14,7 % en un an), après les arrêts en 2021-2022 pour contrôle et réparation de plusieurs réacteurs à la suite de la détection de problèmes de corrosion dans la centrale de Civaux.

La production primaire d'énergies renouvelables électriques progresse fortement elle aussi (+ 24,6 %, à 129 TWh) du fait de conditions météorologiques, en particulier pluviométriques, nettement plus favorables qu'en 2022, et du développement des capacités éoliennes et photovoltaïques. La production primaire d'énergies renouvelables (EnR) thermiques et issues de la valorisation des déchets repart à la hausse (+ 2,2 %, à 257 TWh), portée par le dynamisme des pompes à chaleur.

LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE DIMINUE

La consommation primaire réelle progresse de 1,6 % en 2023 et s'établit à 2 525 TWh. Cette légère hausse s'explique par la reprise de la production nucléaire, entraînant une augmentation des pertes de chaleur induites. Le taux d'indépendance énergétique, ratio de la consommation et de la production primaires, s'accroît de 5,6 points, pour s'établir à 56,3 %.

Le déficit des échanges physiques d'énergie, à 1 175 TWh, diminue de 12 % en 2023. La France redevient exportatrice nette d'électricité. Les importations nettes de gaz naturel se replient de 19,6 %, du fait principalement de la baisse de la consommation. Comme en 2022, le gaz est majoritairement importé sous forme de gaz naturel liquéfié et provient en premier lieu de Norvège et des États-Unis. Les importations nettes de produits pétroliers raffinés baissent également, de 15,0 %, alors que celles de pétrole brut progressent (+ 10,6 %) avec la reprise d'activité des raffineries.

La consommation finale à usage énergétique s'établit à 1 496 TWh (- 4,1 % sur un an en données réelles, - 4,0 % à climat corrigé). Elle décroît dans tous les secteurs, en particulier dans le tertiaire (- 7,8 % à climat corrigé) et l'industrie (- 6,5 %).

LES PRIX DE L'ÉNERGIE POUR LES CONSOMMATEURS FINAUX CONTINUENT DE PROGRESSER

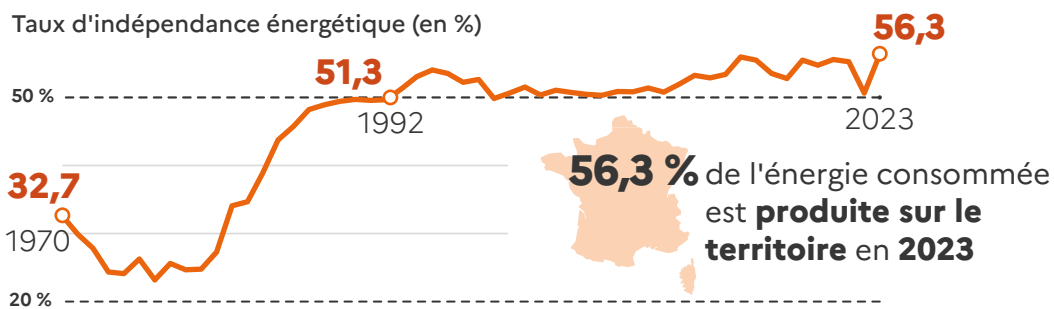
Malgré la détente observée sur les marchés de gros, les prix pour les consommateurs finaux continuent à croître. Les hausses sur les marchés observées en 2022 se répercutent en effet avec retard sur les prix payés par les entreprises et les ménages. Tous secteurs confondus, les prix de l'énergie pour un usage énergétique progressent de 12,5 % sur un an. La hausse est particulièrement forte dans le tertiaire (+ 49,2 % sur un an). Dans l'industrie, la hausse est plus mesurée (+ 19,5 %), les « gros » consommateurs bénéficiant des baisses de prix sur les marchés de gros. Dans le résidentiel, la progression des prix (+ 10,7 % sur un an) est en partie contenue par la prolongation du bouclier tarifaire.

LES CONSOMMATEURS FINAUX D'ÉNERGIE ONT DÉPENSÉ 230 Md€ EN 2023

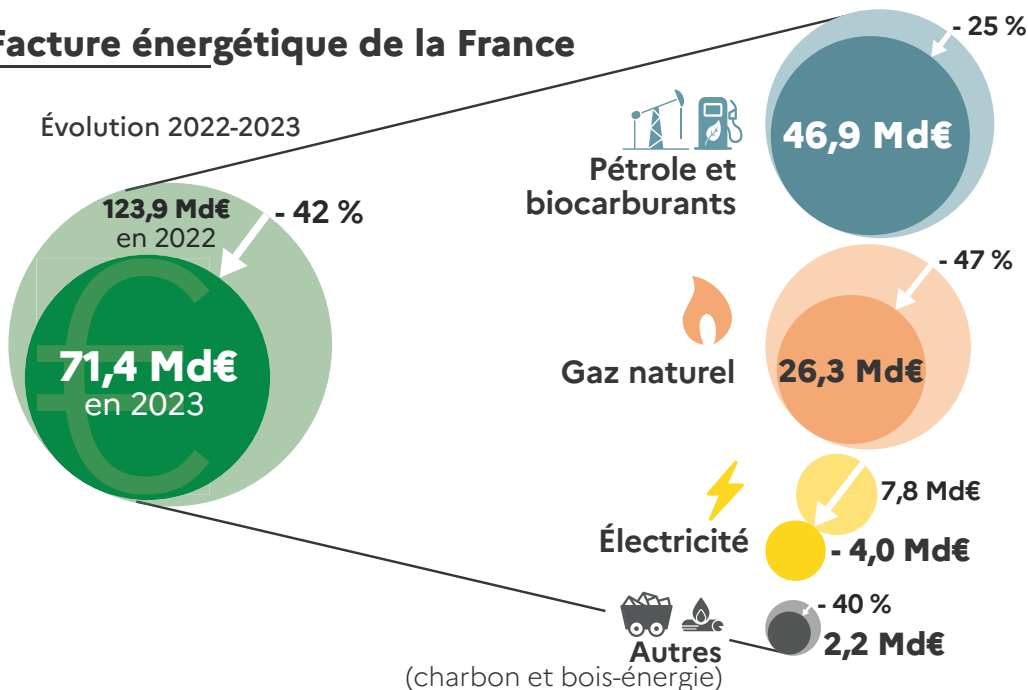
Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 230 Md€ en 2023 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Cette dépense est stable par rapport à 2022 et se maintient donc à un niveau élevé malgré la baisse de consommation.

La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à 3 678 € en 2023, dont 1 851 € pour l'énergie du logement et 1 827 € pour les carburants. Après deux années de forte hausse sous l'effet cumulé de la reprise des déplacements à la sortie de la crise sanitaire et de l'augmentation des prix, la dépense en carburant diminue de 0,6 % par rapport à 2022. À l'inverse, la facture moyenne liée au logement progresse de 6,8 % dans un contexte de hausse des prix et malgré la baisse des consommations.

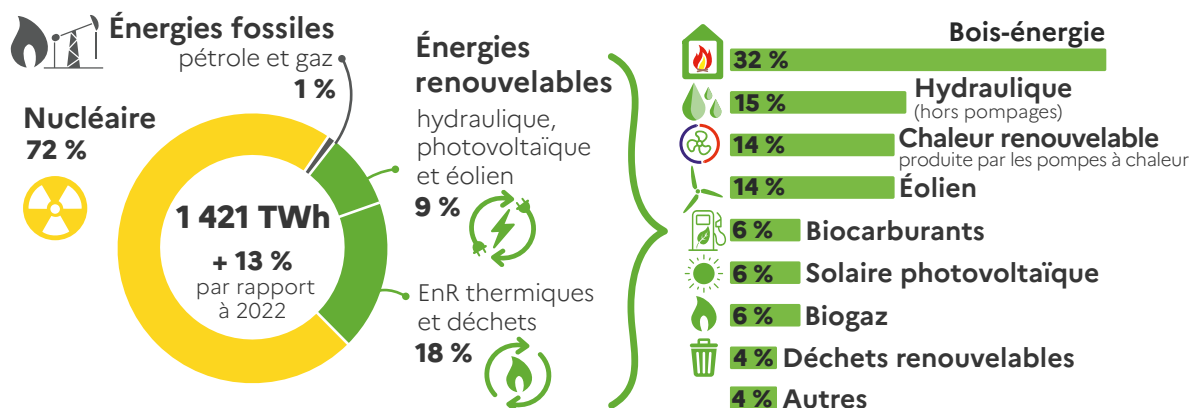
Indépendance énergétique



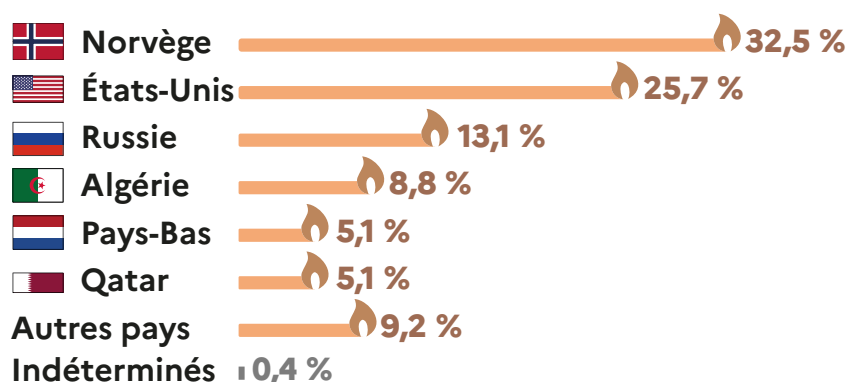
Facture énergétique de la France



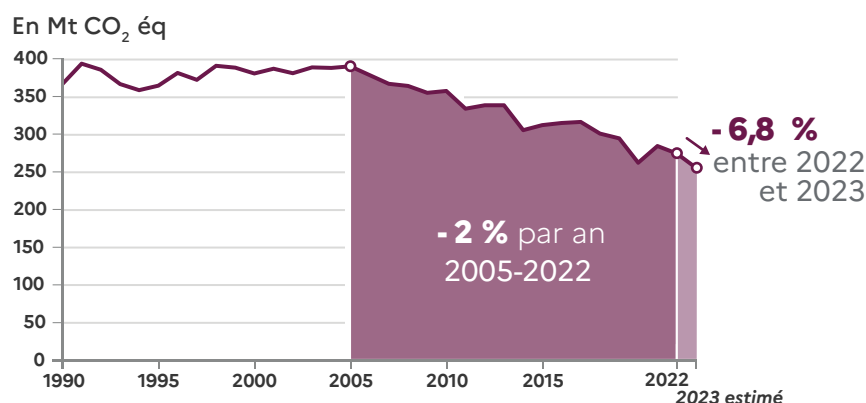
Production d'énergie primaire et focus sur les EnR en 2023



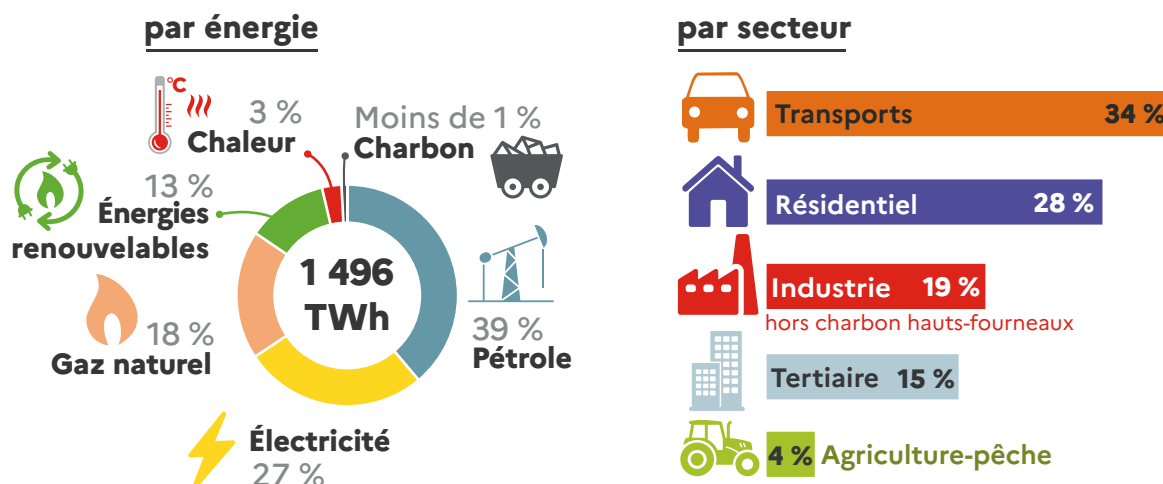
Origine des importations de gaz naturel en 2023



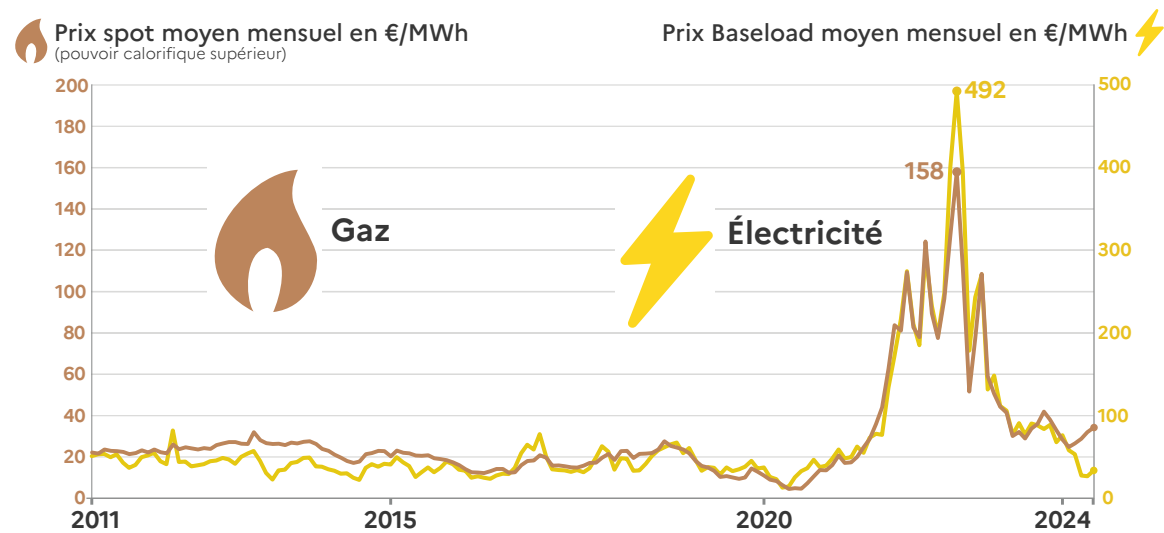
Émissions de GES dues à la combustion d'énergie



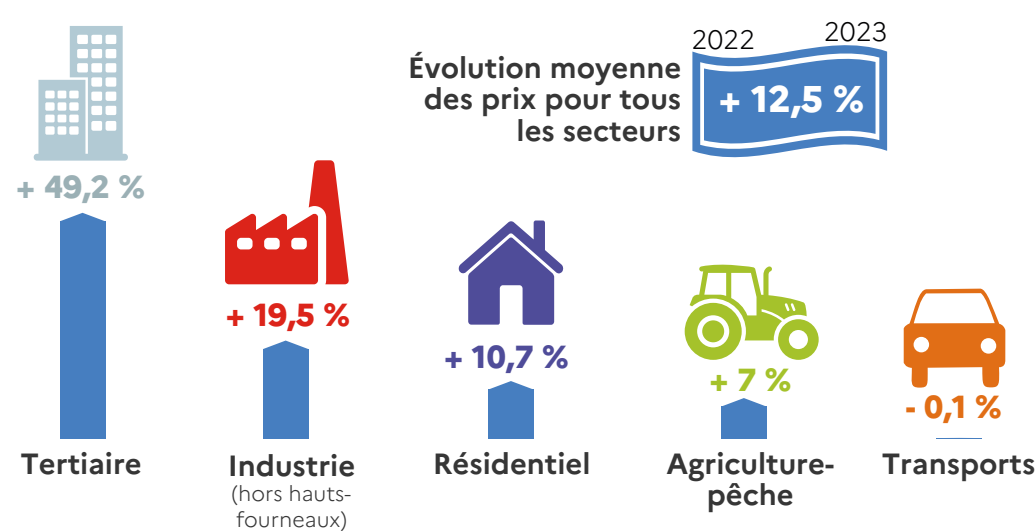
Consommation finale à usage énergétique en 2023



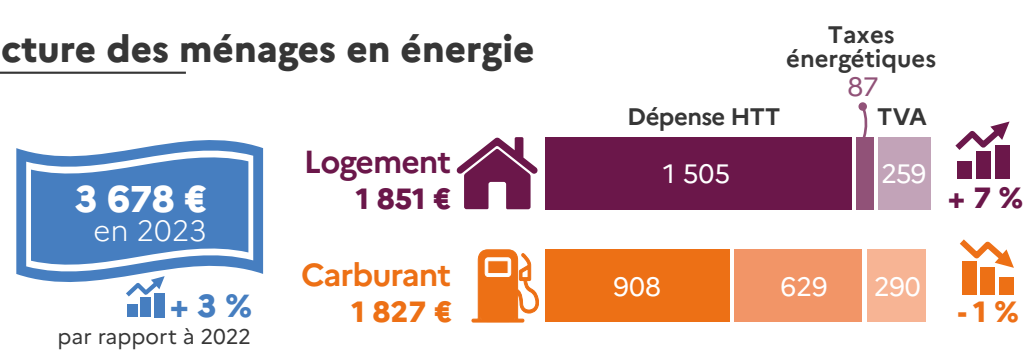
Prix du gaz et de l'électricité sur les marchés de gros



Évolution des prix de la consommation finale par secteur



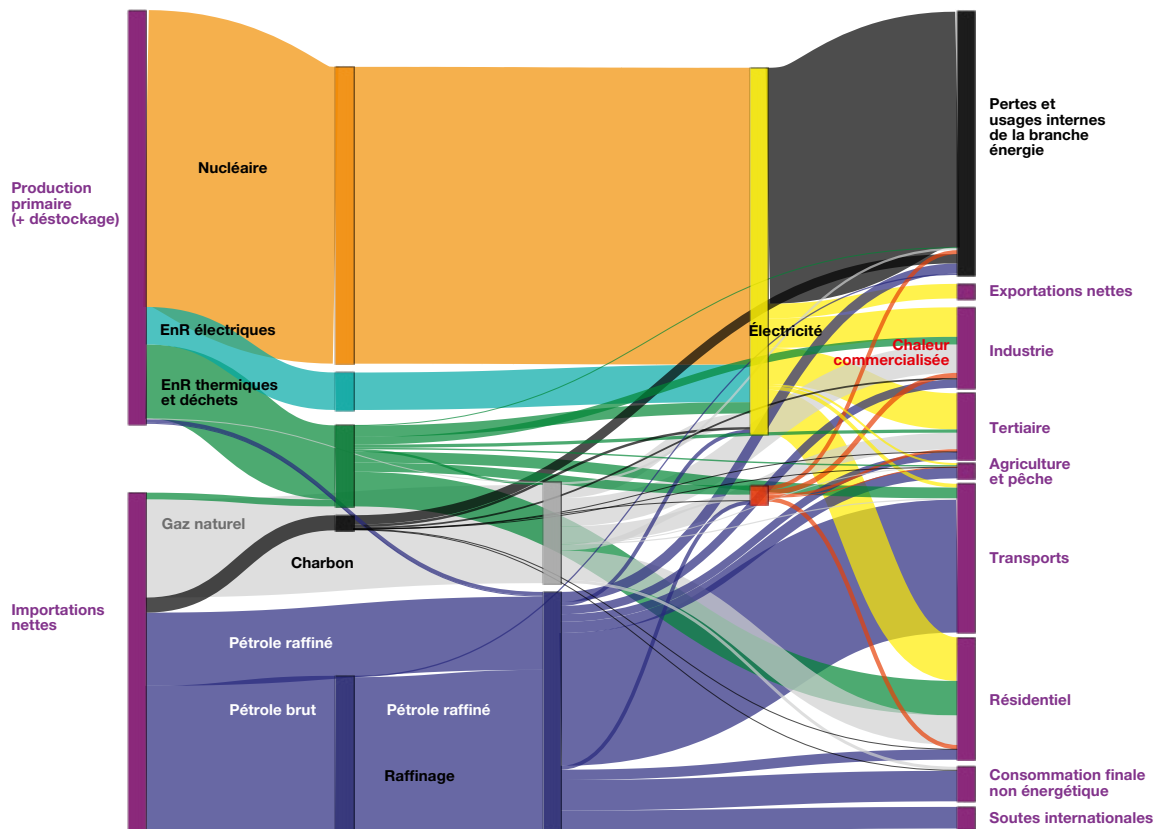
Facture des ménages en énergie



LE DIAGRAMME DE SANKEY, OUTIL DE VISUALISATION DU BILAN

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2023 la France a mobilisé une ressource primaire de 2 650 TWh pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 1 615 TWh. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (910 TWh au total), des exportations nettes d'électricité (50 TWh), des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (75 TWh). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformés en électricité (par exemple, 47 TWh de gaz ont été utilisés à des fins de production d'électricité).

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2023 (TWh)



Note : les flux relatifs aux énergies renouvelables électriques comprennent les énergies marines, mais excluent l'accumulation par pompage. Les énergies renouvelables thermiques recouvrent le bois, le solaire thermique, les biocarburants, le biogaz, la chaleur prélevée de l'environnement par les pompes à chaleur, etc.
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.
La chaleur commercialisée correspond à la chaleur vendue par les réseaux et la chaleur cogénérée vendue.
Champ : France entière (y compris DROM).
Source : SDES, Bilan de l'énergie

partie 1

Les prix de l'énergie

— Après une année de fortes tensions liées à la guerre en Ukraine et à la moindre disponibilité des réacteurs nucléaires français, les prix de l'énergie sur les marchés de gros refluent nettement en 2023. Les prix de gros du gaz et de l'électricité diminuent ainsi de plus de 60 % sur un an, ceux du pétrole d'environ 20 %. Malgré la détente sur les marchés, les prix du gaz et de l'électricité pour les consommateurs finaux continuent de progresser, les hausses des prix de gros se répercutant avec retard. Le secteur tertiaire est le plus touché avec une croissance des prix de près de 50 %. Dans l'industrie, les évolutions sont plus contrastées, les « gros » consommateurs bénéficiant des baisses sur les marchés. Pour les ménages, la prolongation du bouclier tarifaire sur les énergies résidentielles permet de limiter la hausse à 6,6 %.



1.1 Les prix de l'énergie moyens payés par les consommateurs finaux continuent leur progression en 2023

1.1.1 PRIX FINAUX DE L'ÉNERGIE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

Après une année d'envolée liée aux tensions internationales et à la moindre disponibilité du parc nucléaire français, les prix de l'énergie sur les marchés refluent nettement en 2023 (cf. 1.3 à 1.8).

Malgré cette détente, les prix pour les consommateurs finaux continuent à croître. Les hausses sur les marchés de gros observées en 2022 se répercutent en effet avec retard sur les prix payés par les entreprises et les ménages.

Tous secteurs confondus, les prix de l'énergie pour un usage énergétique progressent de 12,5 % sur un an (figure 1.1.1.1). L'augmentation est particulièrement forte dans le tertiaire (+ 49,2 % sur un an). Dans l'industrie, la hausse est plus mesurée (+ 19,5 %), les « gros » consommateurs bénéficiant des baisses de prix sur les marchés de gros. C'est l'électricité qui connaît la plus forte progression : les prix de l'électricité aux consommateurs finaux s'accroissent de 35 % sur un an (cf. 1.7). La hausse est plus contenue pour le gaz (+ 9 %, cf. 1.3) et les produits pétroliers (+ 4 % pour le gazole et l'essence).

Figure 1.1.1.1 : prix de la consommation finale par secteur
En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Industrie (hors charbon hauts-fourneaux)	45	43	54	84	100
Transports	133	118	135	171	171
Résidentiel	103	106	106	124	137
Tertiaire	87	87	90	116	173
Agriculture-pêche	74	63	75	104	111
Consommation finale énergétique (hors charbon hauts-fourneaux)	98	93	102	130	146
Consommation finale non énergétique	49	41	62	97	76
Consommation finale (hors charbon hauts-fourneaux)	94	88	98	128	141

Note : conformément aux conventions statistiques internationales relatives à la comptabilité physique de l'énergie, le charbon des hauts-fourneaux est exclu de la consommation finale. Dans le cadre du bilan monétaire, il est en revanche inclus dans l'industrie et dans la dépense nationale en énergie. Dans ce tableau, le prix est calculé en rapportant la dépense en énergie du secteur à sa consommation énergétique. Pour le résidentiel, la consommation inclut le solaire thermique et la chaleur des pompes à chaleur alors qu'aucune dépense n'est associée à cette consommation.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

1.1.2 PRIX DE L'ÉNERGIE PAYÉS PAR LES MÉNAGES

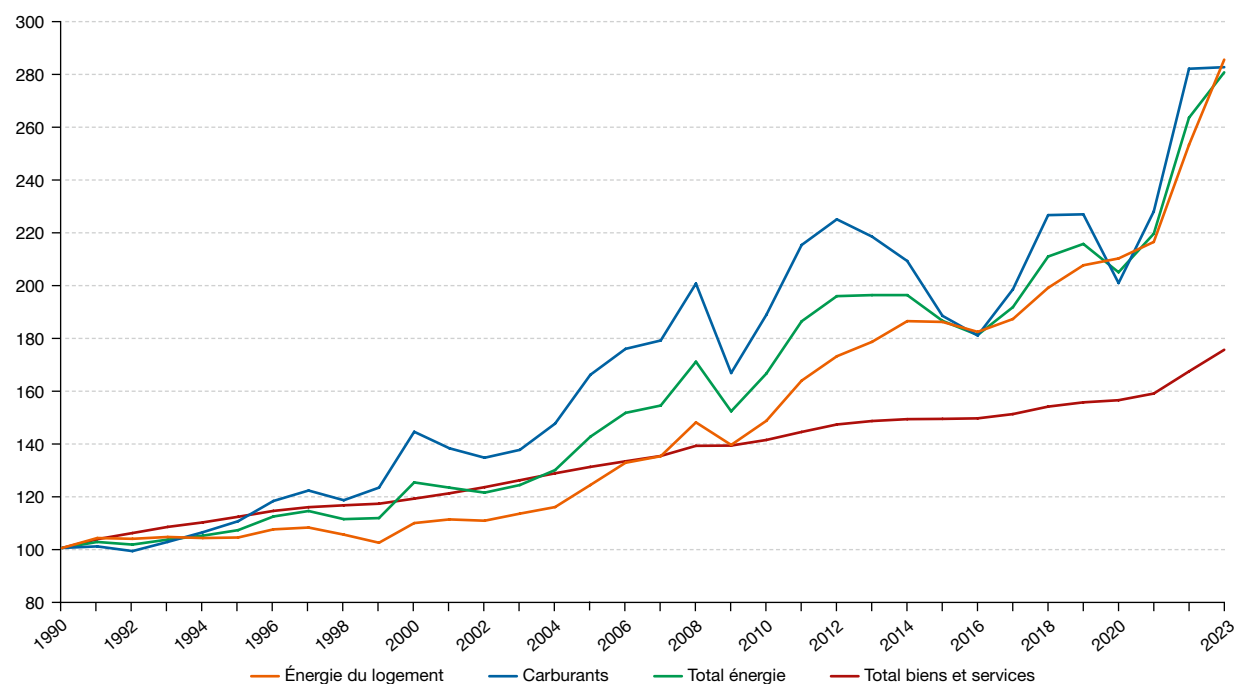
Dans un contexte d'inflation générale des biens et services de 4,9 %, les ménages paient en moyenne l'énergie 6,6 % plus cher en 2023 qu'en 2022 (figure 1.1.2.1). Cette augmentation provient des énergies du logement, dont le prix moyen, à structure de dépense équivalente, augmente de 12,8 %. En effet, les prix de détail du gaz (+ 19,4 %) et de

l'électricité (+ 14,4 %), principales énergies résidentielles (quatre cinquièmes de la dépense du logement mais deux tiers de la consommation), subissent avec retard les hausses observées sur les marchés un an auparavant. Cette progression est néanmoins contenue par la prolongation du bouclier tarifaire en 2023 (cf. 1.3 et 1.7). À l'inverse, les prix des carburants sont quasi stables sur un an.

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.1.2.1 : prix à la consommation

Indice base 100 en 1990



Note : l'évolution des prix est calculée en pondérant l'évolution des prix de chacune des énergies par sa dépense correspondante de l'année précédente. Cette méthode se rapproche de celle utilisée par l'Insee pour calculer l'indice des prix des biens et services à la consommation. Elle diffère de celle de la partie 1.1.1.
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 3,2 % par an en moyenne depuis 1990, en euros courants, alors que l'inflation générale annuelle ne s'est élevée qu'à 1,7 % sur la période. L'évolution annuelle moyenne est identique pour les carburants et les énergies du logement, mais avec des évolutions contrastées entre différentes sous-périodes. Longtemps peu dynamique, le prix de l'énergie du

logement a fortement accéléré depuis le milieu des années 2000. Celui des carburants fluctue depuis le début de la décennie après avoir très fortement augmenté au cours des deux décennies précédentes. Depuis 2019, la hausse des prix des énergies s'est nettement accélérée : + 5,7 % par an en moyenne pour les carburants et + 8,3 % par an pour les énergies du logement.

1.2 Les prix des produits pétroliers diminuent

1.2.1 PRIX DU PÉTROLE BRUT

Cours du pétrole brut

En 2023, le cours du baril de *Brent* daté se situe en moyenne à 82 \$, soit 18 % de moins que l'année précédente (figure 1.2.1.1). Exprimé en dollar, le cours est nettement inférieur aux pics enregistrés en 2008 et entre 2011 et 2014, tandis qu'exprimé en euros (76 € en 2023), il est très proche des niveaux élevés observés au cours de ces années, tout en restant inférieur au niveau moyen de 2022 (96 €).

Après une année 2022 marquée par une forte hausse au premier semestre puis un reflux important au cours du deuxième semestre, le cours du *Brent* est moins volatil en 2023. En début d'année, le cours est soutenu par la stratégie de réduction des quotas de production des principaux pays producteurs de pétrole, hormis les États-Unis, et par la diminution des livraisons de la Russie à la suite des sanctions prises en février 2023 (embargo européen sur les produits raffinés après l'embargo sur le brut en décembre 2022). Après avoir augmenté jusqu'à 85 \$

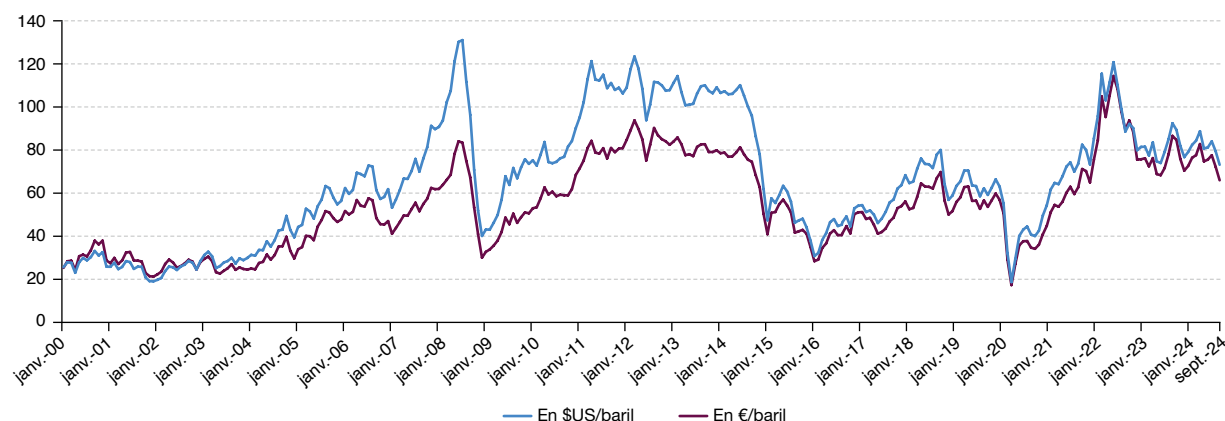
en moyenne mensuelle en avril, le cours est tiré à la baisse par les tensions pesant sur l'économie mondiale (hausse des taux d'intérêt en Europe et aux États-Unis, inquiétudes sur la dette américaine, incertitudes sur la croissance chinoise) et atteint 75 \$ en juin.

Il ne repart à la hausse que début juillet, après l'annonce de l'Arabie saoudite et la Russie d'une nouvelle diminution de leur production en août. La cotation augmente quasi continuellement au troisième trimestre, renforcée par l'érosion des stocks de pétrole, notamment américains. Elle atteint un pic en septembre, à 94 \$.

Le cours se replie ensuite nettement sous l'effet notamment d'anticipations défavorables de la demande, liées à la dégradation de la conjoncture économique mondiale, et des dissensions au sein de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) sur les objectifs de production. Il s'élève à 78 \$ en décembre. La cotation augmente de nouveau régulièrement début 2024 avec les tensions en mer Rouge, la limitation de l'offre et les perspectives d'amélioration de la conjoncture en Europe et en Chine.

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 ; DGEC

partie 1 : les prix de l'énergie

Prix du pétrole brut importé

Le prix du brut importé par les raffineurs français s'élève en moyenne à 586 euros par tonne équivalent pétrole (tep) en 2023 (figure 1.2.1.2), soit 88 \$ le baril. Il chute de 22 % en

moyenne sur l'année, après avoir atteint un niveau record l'année précédente. Incluant l'assurance et le fret, le prix du brut importé est logiquement supérieur au cours moyen du Brent daté.

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

En euros par tep

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Importations	607	551	355	291	357	449	428	288	453	751	586

* 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, Bilan de l'énergie, d'après enquête auprès des raffineries ; DGDDI ; LyondellBasell

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 en plus du coût du pétrole brut, sont très hétérogènes. 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 2023, le prix des produits raffinés importés par la France diminue de 18 % et s'élève en moyenne à 771 €/tep (figure 1.2.2.1). Le prix moyen à l'importation du gazole et du fioul domestique, majoritaires dans les achats de produits

raffinés, s'établit à 781 €/tep ou 67 c€/l en 2023 (- 20 %). Le prix du jet kérosène importé baisse dans les mêmes proportions (- 21 %, à 811 €/tep), comme celui du gaz de pétrole liquéfié (GPL), qui diminue de 20 %, à 449 €/tep. Les produits non énergétiques (naphta, bitumes et lubrifiants) et le fioul lourd connaissent des baisses de prix moins prononcées, respectivement de 8 % et 3 %.

Le prix moyen des exportations françaises diminue à un rythme légèrement moins élevé que celui des importations (- 16 %), les exportations étant plus diversifiées. Il s'établit à 866 €/tep pour l'ensemble des produits raffinés. Le prix du gazole/fioul domestique recule le plus (- 32 %, à 833 €/tep). Celui des supercarburants, à 720 €/tep (ou 56 c€/l), baisse de 13 %.

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

En euros par tep

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Importations	682	622	454	379	456	544	531	375	527	944	771
dont gazole/fioul domestique	711	649	463	381	457	554	546	366	500	978	781
jet kérosène	721	671	473	373	458	570	557	349	517	1 029	811
gaz de pétrole liquéfié (GPL)	533	440	303	270	341	364	318	287	450	558	449
fioul lourd	580	537	359	287	365	427	433	337	460	650	630
produits non énergétiques*	705	670	514	456	521	607	552	403	615	953	877
Exportations	737	691	506	451	542	616	614	526	737	1 029	866
dont gazole/fioul domestique	702	679	444	369	435	534	505	438	649	1 233	833
supercarburants	704	643	464	384	467	525	503	305	535	831	720
fioul lourd	506	448	264	201	289	374	370	256	407	628	501
produits non énergétiques*	801	765	603	557	635	666	675	686	1 008	1 101	929

* Naphta, bitumes, lubrifiants.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI

1.2.3 PRIX À LA CONSOMMATION

Malgré la nette diminution des prix des produits pétroliers importés, les prix hors toutes taxes (HTT) des carburants restent à des niveaux élevés en 2023, en lien notamment avec la fin des remises à la pompe financées par l'État et TotalEnergies entre avril et décembre 2022 en réponse à la forte hausse des carburants.

Le prix toutes taxes comprises (TTC) du gazole routier, carburant le plus consommé en France, est de 1,79 €/l en moyenne en 2023 (*figure 1.2.3.1*). Il diminue, en euros courants, de 3 % par rapport à 2022 en raison de la baisse de 5 % du prix HTT, à 0,89 €/l en moyenne en 2023. L'accise sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons (anciennement TICPE) est fixée, depuis 2018, à 0,61 €/l. Au total, cette taxe et la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) représentent 51 % du prix du gazole routier en 2023, soit 1 point de plus qu'en 2022.

Le prix moyen TTC du SP95-E10, supercarburant le plus consommé en France, s'établit à 1,86 €/l. Il est légèrement moins cher que le SP95 (1,88 €/l) qu'il remplace progressivement en raison d'une fiscalité plus avantageuse. Le SP98 est, quant à lui, plus cher (1,94 €/l) du fait d'un prix HTT plus élevé. Les prix TTC de ces trois carburants progressent d'environ 4 à 5 % en 2023 par rapport à 2022. Cette hausse résulte de celle des prix HTT (+ 10 % pour le SP95-E10). Les prix HTT des supercarburants se situent ainsi à un niveau proche de celui du gazole (0,89 €/l) : 0,88 €/l pour le SP95 et le SP95-E10 ; 0,92 €/l pour le SP98. L'écart entre les prix TTC du gazole et du SP95-E10 s'explique par une accise plus élevée (0,67 €/l depuis 2018, soit 0,06 €/l de plus que le gazole), un écart toutefois considérablement réduit depuis 2014, où il était de 0,17 €/l.

Le prix TTC du gazole non routier, notamment utilisé par les engins agricoles et de chantier, est en moyenne de 1,27 €/l en 2023. En baisse de 8 % par rapport à 2022, il demeure à un niveau historiquement élevé. Le gazole non routier bénéficie d'une fiscalité allégée (0,19 €/l d'accise au lieu de 0,61 €/l pour le routier). Les prix HTT des deux produits sont, quant à eux, très proches.

Le prix TTC du fioul domestique, principalement utilisé en tant que combustible de chauffage pour les habitations, est en moyenne de 1,26 €/l en 2023. Il diminue de 15 % par rapport à 2022. En 2023, le prix HTT du fioul baisse de 17 % tandis que les taxes (accise sur les produits énergétiques et TVA) diminuent de 9 %. Elles représentent 29 % du prix acquitté par le consommateur en 2023, contre 27 % en 2022. L'accise est stable, à 0,16 €/l, depuis 2018.

Le prix TTC du propane pour les ménages, utilisé pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson dans les maisons non raccordées au réseau de gaz, s'élève à un niveau record de 166 €/MWh PCI (pouvoir calorifique inférieur) en 2023, en augmentation de 6 % sur un an, comme en 2022. Le prix du butane, principalement utilisé pour la cuisson, l'eau chaude sanitaire et comme chauffage d'appoint, est en moyenne de 41,3 euros TTC pour une bouteille de 13 kg, conditionnement usuel pour les ménages. Il se maintient dans une dynamique de hausse entamée en 2022 (+ 7 % en 2023, après + 10 % en 2022). L'accise s'applique au propane en citerne et au butane en bouteille pour les particuliers depuis 2018, à hauteur de 5 €/MWh PCI : en 2023, cela représente 3,1 % du prix TTC du propane et 2,1 % du prix TTC du butane. Ces parts restent très proches de celles de 2022 (3,8 % et 2,2 % respectivement).

partie 1 : les prix de l'énergie

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

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gazole (€/l)	HTT	0,69	0,63	0,48	0,41	0,48	0,59	0,59	0,44	0,58	0,93	0,89
	HTVA	1,13	1,07	0,96	0,92	1,03	1,20	1,20	1,05	1,19	1,54	1,50
	TTC	1,35	1,29	1,15	1,11	1,23	1,44	1,44	1,26	1,43	1,85	1,79
SP98 (€/l)	HTT	0,72	0,67	0,55	0,49	0,54	0,62	0,62	0,49	0,65	0,86	0,92
	HTVA	1,33	1,29	1,18	1,14	1,20	1,31	1,31	1,18	1,34	1,55	1,62
	TTC	1,59	1,54	1,41	1,36	1,44	1,57	1,57	1,42	1,61	1,86	1,94
SP95-E10 (€/l)	HTT	0,65	0,62	0,49	0,44	0,49	0,56	0,56	0,44	0,60	0,80	0,88
	HTVA	1,26	1,23	1,12	1,07	1,13	1,24	1,24	1,12	1,27	1,47	1,55
	TTC	1,51	1,48	1,35	1,28	1,35	1,48	1,48	1,34	1,53	1,77	1,86
SP95 (€/l)	HTT	0,67	0,62	0,50	0,44	0,49	0,56	0,56	0,44	0,60	0,82	0,88
	HTVA	1,28	1,24	1,13	1,09	1,15	1,25	1,26	1,13	1,29	1,51	1,57
	TTC	1,54	1,48	1,35	1,30	1,38	1,50	1,51	1,36	1,55	1,81	1,88
Superéthanol E85 (€/l)	HTT	-	-	-	-	-	-	-	0,43	0,45	0,55	0,76
	HTVA	-	-	-	-	-	-	-	0,55	0,56	0,66	0,88
	TTC	-	-	-	-	-	-	-	0,66	0,68	0,80	1,06
Gaz de pétrole liquéfié - carburant (€/l)	HTT	0,67	0,65	0,58	0,51	0,53	0,57	0,60	0,59	0,60	0,59	0,70
	HTVA	0,73	0,71	0,66	0,59	0,62	0,68	0,71	0,70	0,71	0,70	0,82
	TTC	0,87	0,86	0,79	0,71	0,74	0,82	0,86	0,84	0,85	0,84	0,98
Gazole non routier (€/l)	HTT	-	0,64	0,50	0,42	0,49	0,59	0,58	0,43	0,58	0,96	0,87
	HTVA	-	0,73	0,61	0,55	0,64	0,78	0,77	0,62	0,77	1,15	1,06
	TTC	-	0,88	0,73	0,66	0,77	0,93	0,93	0,74	0,93	1,38	1,27
Fioul domestique (€/l)	HTT	0,72	0,66	0,51	0,44	0,50	0,60	0,62	0,48	0,60	1,08	0,90
	HTVA	0,78	0,72	0,59	0,53	0,62	0,76	0,78	0,64	0,75	1,24	1,05
	TTC	0,93	0,86	0,71	0,64	0,74	0,91	0,93	0,76	0,90	1,48	1,26
Fioul lourd à très basse teneur en soufre (TBTS) (€/t)	HTT	533	496	327	276	358	421	432	323	459	650	545
	HTVA	552	517	372	345	453	560	572	463	599	789	684
	TTC	111	111	105	99	110	116	119	117	119	125	133
Gaz propane liquéfié PCI* (€/MWh)	HTT	111	111	105	99	110	119	124	122	124	131	139
	HTVA	111	111	105	99	110	119	124	122	124	131	139
	TTC	133	134	126	119	132	143	149	146	149	157	166
Gaz butane (bouteille de 13 kg en €)	HTT	27	27	27	27	26	27	28	28	28	31	34
	HTVA	27	27	27	27	26	27	29	29	29	32	34
	TTC	33	33	33	32	32	33	35	35	35	39	41

* 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.

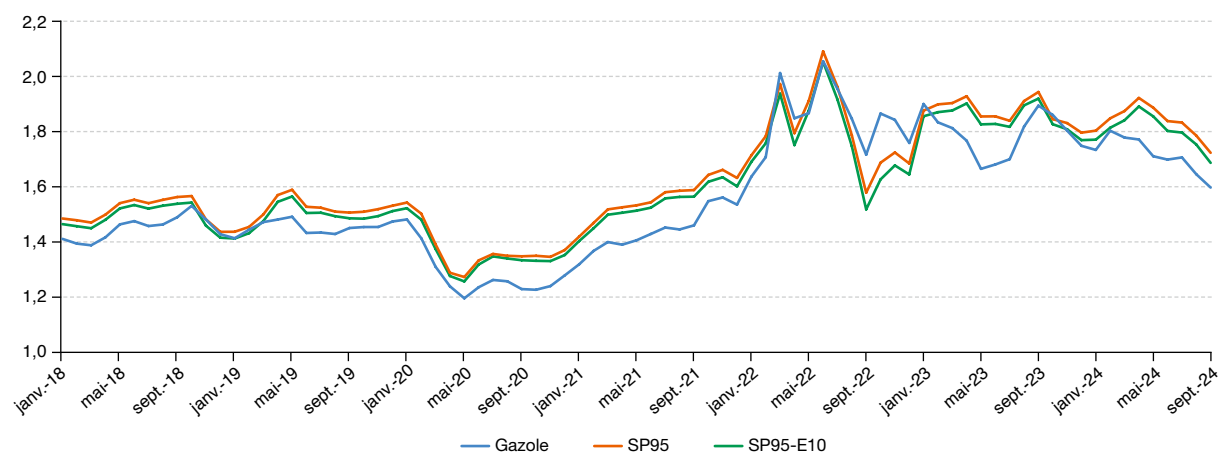
Le prix hors taxe sur la valeur ajoutée (HTVA) est obtenu par addition du taux normal de l'accise, majorations régionales incluses, et du prix hors toutes taxes (HTT).

Champ : France métropolitaine hors Corse.

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

Figure 1.2.3.2 : prix TTC du gazole, du SP95 et du SP95-E10

En euros par litre



Source : DGEC

1.3 Le prix de gros du gaz naturel se replie en 2023 après avoir atteint un niveau inédit en 2022

1.3.1 PRIX DE GROS DU GAZ NATUREL

Le gaz naturel s'échange soit de gré à gré via des contrats qui peuvent s'étendre jusqu'à plusieurs dizaines d'années, soit sur des marchés organisés, au comptant, pour une livraison le jour-même ou le lendemain, ou à terme, pour une échéance plus lointaine. 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. Les volumes transitant par ces infrastructures sont limités, ce qui peut entraîner des congestions sur le réseau. Le prix du gaz reflète ainsi des équilibres régionaux entre offre et demande. Historiquement dépendants des cours du pétrole, les prix de gros du gaz ne sont plus directement indexés sur le cours du *Brent*.

Sur les marchés européens, les prix du gaz, qui avaient atteint des sommets en 2022 en raison de la forte réduction des exportations de gaz russe vers l'Union européenne, refluent très nettement en 2023 grâce à l'afflux de gaz naturel liquéfié, à la modération de la consommation et au niveau élevé des stocks. Les prix à l'intérieur du marché ouest-européen sont à nouveau très proches après avoir divergé entre mai et octobre 2022, dans un contexte marqué par la saturation de certaines infrastructures gazières. La mise en place de nouvelles capacités d'importation dans l'est de l'Europe et le renforcement de certaines infrastructures favorisent une convergence des prix.

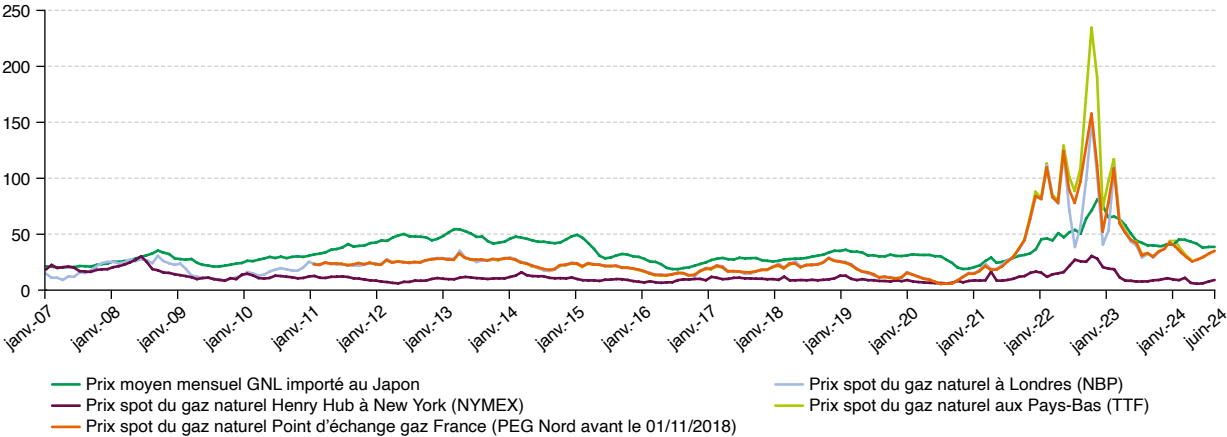
Le prix du gaz naturel sur le marché des Pays-Bas (*Title Transfer Facility*, TTF) est le principal prix de référence pour le marché continental européen. Il s'élève en moyenne à 40,7 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur, PCS) en 2023, en nette baisse par rapport à l'année précédente : il est en effet quasiment divisé par trois. Le prix sur le marché spot de Londres (*National Balancing Point*, NBP), principale référence avant 2017 sur le marché européen, diminue également fortement : il est divisé par deux, passant de 83,2 €/MWh en moyenne en 2022 à 38,9 €/MWh en 2023. Sur le marché français, le prix spot du gaz naturel (Point d'échange de gaz, PEG) s'élève en moyenne à 39,2 €/MWh ; il est divisé par trois.

Au niveau mondial, les écarts de prix entre les principales zones de marché sont conséquents. Après s'être creusés en 2022, ces écarts s'atténuent en 2023 (*figure 1.3.1.1*). Le prix du gaz naturel à la bourse de New York est nettement plus bas (8,0 €/MWh en moyenne en 2023) du fait de la forte production nationale de gaz naturel et de la saturation des capacités d'exportation de gaz naturel liquéfié. Le prix du marché japonais, plus fortement indexé sur le pétrole, historiquement plus élevé, a moins fluctué en 2022 et 2023 que le prix sur les marchés européens.

En 2024, les cours baissent en début d'année puis rebondissent. Les tensions géopolitiques au Moyen-Orient et des incidents d'exploitation aux États-Unis dans une usine de liquéfaction pèsent en effet sur l'offre mondiale de GNL.

partie 1 : les prix de l'énergie

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



* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Sources : DGEC ; Reuters ; U.S. Energy Information Administration ; ministère japonais des Finances

En France, le gaz se négociait 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 transport GRTgaz et Teréga. La bourse du gaz pour le marché français est gérée par EEX.

L'approvisionnement en gaz est fortement affecté par la forte réduction des exportations de gaz russe vers l'Union européenne. Les importations reposaient encore avant 2022 à 75 % sur des contrats de long terme (plus de deux ans) négociés de gré à gré, principalement avec des producteurs en Norvège, Russie, Algérie et aux Pays-Bas. Depuis 2022, la part des contrats et la répartition par origine est profondément modifiée (cf. 2.3.2).

Le prix d'achat du gaz naturel importé en France, qui avait triplé en 2022, diminue nettement en 2023 mais reste élevé (figure 1.3.1.2). Il s'élève à 67,9 €/MWh PCS.

Figure 1.3.1.2 : prix moyen à l'importation et à l'exportation du gaz naturel
En €/MWh PCS*

	2019	2020	2021	2022	2023
Importations	17,0	11,6	31,2	90,8	67,9
Exportations	17,1	10,4	27,6	61,5	64,2

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, Teréga, les fournisseurs de gaz, DGDDI

Outre le gaz naturel importé, du biométhane est injecté dans le réseau, à des quantités encore minoritaires mais en très 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'établit à 127 €/MWh PCS en 2023 (figure 1.3.1.3). Il augmente de 16 % par rapport à 2022 en raison de la hausse de l'indice servant à revaloriser tous les semestres le prix d'achat des contrats. Cet indice augmente fortement du fait principalement de la hausse des indices de prix de production de l'énergie et, dans une moindre mesure, de la hausse de l'indice de prix à la production de l'industrie manufacturière et du coût horaire du travail des industries mécaniques et électriques.

Figure 1.3.1.3 : tarif d'achat moyen du biométhane injecté dans le réseau
En €/MWh PCS*

	2019	2020	2021	2022	2023
Tarif d'achat	103,3	103,1	103,2	109,4	127,3

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : CRE

1.3.2 PRIX À LA CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

En 2023, le gaz a été payé en moyenne 85 €/MWh (en pouvoir calorifique supérieur), tous consommateurs et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus, en hausse de 8,7 % par rapport à l'année 2022 (ce prix inclut la TVA uniquement pour les ménages). Le prix du gaz naturel payé par les consommateurs finaux a plus que doublé en trois ans. Il reste élevé malgré la détente sur les marchés de gros en raison d'une inertie de la répercussion des prix entre les deux marchés, de nombreux contrats d'approvisionnement étant prévus à terme (contrats à un an notamment). De ce fait, les prix constatés au plus fort de la crise énergétique sur les marchés de gros ont toujours une influence en 2023 sur le marché de détail.

Ces évolutions de prix sont habituellement 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 enfin

les marges de commerce et écart statistique (incluant des charges commerciales comme les salaires) - (figure 1.3.2.1). Cependant, dans le contexte exceptionnel en cours depuis 2022, les mécanismes de couverture utilisés par les fournisseurs pour se protéger des fluctuations des prix et la compensation des pertes des fournisseurs, sous certaines conditions, dans le cadre du bouclier tarifaire mis en place par le Gouvernement, ont fortement limité l'impact de la hausse des prix sur leurs marges. Les différentiels de prix sur les marchés mondiaux ont pu permettre la réalisation de profits substantiels par certains fournisseurs, alors que d'autres, selon leur mode de couverture, ont pu se retrouver en difficulté. Ces opérations ont été conduites sur les marchés internationaux et n'apparaissent pas directement dans les données mobilisées ici. De ce fait, la composante « marge et coûts de commercialisation et écart statistique » n'a pas pu être calculée. Il a donc été décidé de fusionner dans une composante « fourniture » la part « approvisionnement » et la composante « marge de commerce et écart statistique » à partir de 2021 afin d'avoir une vue plus fidèle à la réalité de la décomposition du prix à la consommation du gaz (cf. encadré).

Avertissement sur le calcul de la marge

Le calcul de la composante « marge de commerce et écart statistique » du prix est habituellement réalisé à partir du bilan monétaire du gaz. Ce chiffre apparaît exceptionnellement négatif en 2022 et 2023 et ne reflète pas la réalité du marché de détail du gaz. En effet, le contexte exceptionnel en cours depuis 2022 a conduit les fournisseurs à adopter des stratégies de protection face à la hausse des prix sur le marché de gros et à modifier leurs sources d'approvisionnement. Ces opérations, souvent réalisées sur les marchés internationaux, n'ont pu être directement observées et n'apparaissent pas dans les chiffres publiés ici.

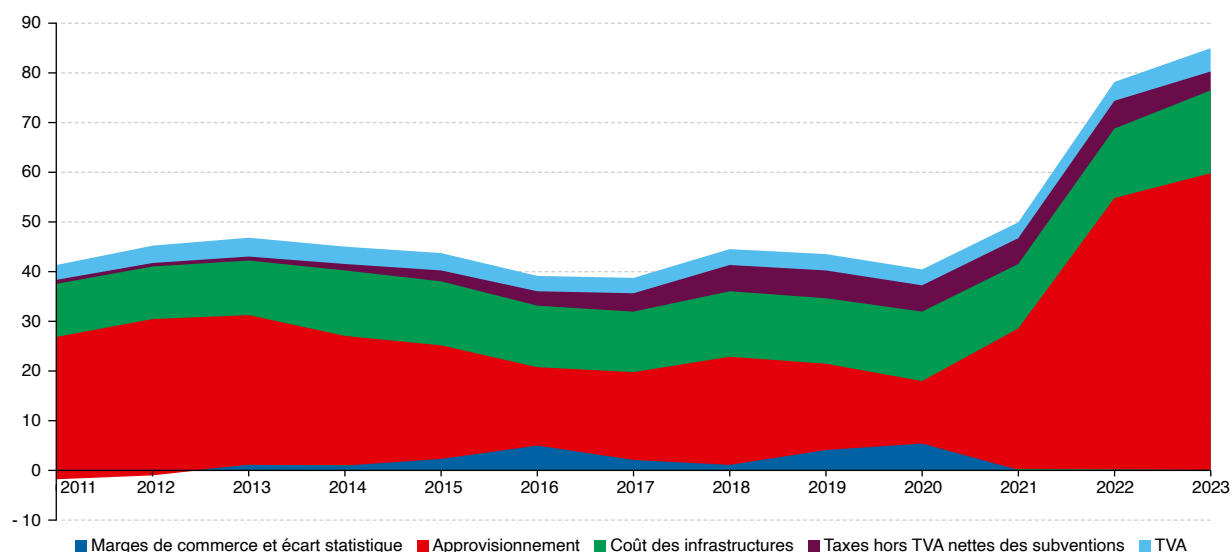
Ainsi, certains fournisseurs commercialisant des offres à prix fixe ou des prix révisables selon une périodicité prédéfinie ont pu être contraints de vendre du gaz à un prix très inférieur au prix auquel ils s'approvisionnaient s'ils ne s'étaient préalablement pas couverts correctement lors de la commercialisation de leurs offres. Ils ont pu prévenir ce risque avec des couvertures financières les protégeant des hausses de prix sur le marché de gros. Ce mécanisme assurantiel n'est pas pris en compte et a pu être important en 2022 et en 2023. De plus, des acteurs du marché du gaz ont pu réaliser des bénéfices en profitant de différentiels de prix, très élevés sur le GNL, entre différents pays, notamment au sein de l'Union européenne. Là encore, ces bénéfices ne sont pas pris en compte dans cette publication. Enfin, il est possible que des prix de transfert entre filiales d'une même firme aient pu être appliqués sans que cela apparaisse dans le bilan monétaire présenté ici.

Par ailleurs, du point de vue de la demande, le calcul n'inclut pas les compensations aux fournisseurs prévues dans le cadre du bouclier tarifaire. Enfin, il est possible que l'évolution positive et soudaine des prix à la consommation soit observée avec retard, augmentant artificiellement l'écart statistique.

Tous ces éléments entraînent une très forte sous-évaluation de la marge de commerce dans le bilan monétaire du gaz, rendant impossible le calcul de la part qu'elle représente dans le prix final payé par le consommateur. Les composantes « marge de commerce et écart statistique » et « approvisionnement » sont donc fusionnées de 2021 à 2023 dans une composante « fourniture ».

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.

Le remboursement des dépenses par l'État aux fournisseurs au titre du bouclier tarifaire n'est pas pris en compte.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

La hausse du prix en 2023 s'explique par l'augmentation de la composante « fourniture » de 9 % sur un an, à 60 €/MWh PCS. Elle reste donc à un niveau historiquement élevé, à la suite de la hausse de 92 % constatée entre 2021 et 2022 dans le contexte de la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine. Le reflux des prix sur les marchés de gros ne s'est pas encore matérialisé sur les marchés de détail en 2023.

Le coût relatif à l'utilisation des infrastructures s'élève à 17 €/MWh, soit 20 % du prix total. Il progresse de 19 % en 2023 malgré une évolution limitée à 4,3 % en moyenne des tarifs fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) au 1^{er} juillet 2023. Ces derniers comportant des parts fixes, une partie de la hausse observée s'explique par la forte baisse de la consommation de gaz en 2023, pour la deuxième année consécutive. Le coût global d'utilisation des infrastructures gazières est imputable en 2023 pour 49 % à la distribution, 32 % au transport, 12 % au stockage et 8 % aux terminaux méthaniers.

Les taxes hors TVA nettes des subventions s'élèvent en moyenne à 3,8 €/MWh en 2023, se décomposant en 4,9 €/MWh pour l'accise sur le gaz (nouvelle appellation de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) depuis le 1^{er} janvier 2022), 1 €/MWh pour la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et - 2,1 €/MWh pour les subventions liées aux volumes de biométhane injectés dans le réseau. 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 l'adoption d'une trajectoire de hausse entre 2014 et 2018 sur l'ensemble des accises énergétiques. Le tarif normal de TICGN, devenue accise sur le gaz naturel au 1^{er} janvier 2022, est en revanche resté stable entre 2019 et 2023. Jusqu'en 2020, les opérateurs bénéficiaient d'une exonération de TICGN sur le gaz naturel combustible à raison des volumes injectés avec une garantie d'origine biométhane. Cette exonération a été remplacée par une réduction générale du taux plein, en fonction du taux d'incorporation de biométhane. Ce taux d'incorporation s'étant accru sur les dernières années, le taux plein de TICGN est ainsi passé de 8,45 à 8,43 €/MWh en 2021, à 8,41 €/MWh en 2022 et à 8,37 €/MWh en 2023. Le tarif normal de l'accise sur le gaz naturel carburant demeure à 5,23 €/MWh. Du fait de l'augmentation du prix du gaz, le montant de la TVA rapporté à la consommation totale de gaz naturel progresse de 25 % en 2023 par rapport à l'année 2022 et s'établit à 4,7 €/MWh, contre 3,8 €/MWh en 2022.

Les subventions représentent 2,1 €/MWh en 2023, contre 0,2 €/MWh en 2022. Elles sont exclusivement liées aux subventions au biométhane. La très forte augmentation de ces subventions est liée à une modification de l'indexation des tarifs pour les obligations d'achat à la suite de l'arrêté du 10 juin 2023 « fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ». En 2023, le coût d'achat du biométhane, selon la CRE, est en moyenne de 127 €/MWh pour une production totale de 9 TWh.

partie 1 : les prix de l'énergie

Figure 1.3.2.2 : prix moyens du gaz naturel par secteur
En €/MWh PCS*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Branche énergie	26,7	27,0	30,5	26,2	23,6	19,0	18,9	27,6	20,7	16,4	37,9	72,0	63,9
Production d'électricité ou chaleur	26,4	26,9	30,3	26,2	23,5	18,9	18,8	27,9	21,1	16,9	38,1	72,0	64,2
Branche énergie hors transformation	29,8	28,3	31,9	26,4	24,1	19,8	19,7	24,5	16,5	11,6	35,6	71,7	59,7
Consommation finale à usage énergétique TTC**	42,7	47,7	49,8	48,3	48,1	44,5	44,9	49,3	50,8	47,7	53,7	79,6	80,6
Agriculture-pêche	39,2	42,8	43,8	44,4	42,1	37,5	36,0	38,2	38,3	35,5	41,2	67,8	85,3
Industrie	27,9	30,5	32,2	30,5	29,7	25,9	25,7	29,3	27,5	22,8	36,5	69,5	68,8
Tertiaire et transports	39,0	42,8	44,0	42,7	40,3	38,0	37,3	43,2	44,1	41,8	45,6	70,1	96,0
Résidentiel HTVA	49,4	54,6	56,9	59,3	58,9	54,8	55,7	61,9	66,5	63,1	62,4	81,7	97,7
Résidentiel TTC	58,1	64,1	67,1	69,9	69,3	64,2	65,4	71,9	77,3	73,0	72,9	95,2	113,7
Consommation finale à usage non énergétique	27,4	27,2	31,1	25,9	23,0	19,8	19,4	24,1	15,8	11,0	40,9	98,6	41,1
Tous secteurs HTVA	36,5	40,6	43,0	41,5	40,2	35,9	35,7	41,6	40,3	37,2	46,6	74,4	80,3
Tous secteurs TTC**	39,4	44,0	46,8	45,1	43,7	39,0	38,8	44,7	43,6	40,3	49,9	78,2	85,0

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après enquête Transparence des prix sur le gaz, données locales du gaz

En 2023, les prix du gaz pour les consommateurs finaux augmentent pour les usages énergétiques mais diminuent très fortement pour les usages non énergétiques. Ils diminuent également dans la branche énergie (figure 1.3.2.2). Les prix du gaz sont hétérogènes entre catégories de clients et les écarts de prix entre « gros » et « petits » consommateurs en faveur des premiers, qui avaient été nettement réduits en 2022, sont de retour en 2023 (cf. encadré). Le prix moyen TTC dans le secteur résidentiel s'élève à 114 €/MWh PCS, en hausse de 19 % par rapport à 2022. En raison de la baisse des prix sur les marchés de gros, les mesures prises dans le cadre du bouclier tarifaire ont cessé le 1^{er} juillet 2023. À cette date, les tarifs réglementés de vente du gaz naturel (TRVg) ont également été supprimés. Cependant, un prix de référence est publié mensuellement par la CRE. La baisse de la consommation de gaz naturel par les ménages (- 14 %) entre 2022 et 2023 explique en partie la hausse du prix. En effet, lorsque la consommation diminue, le prix par MWh

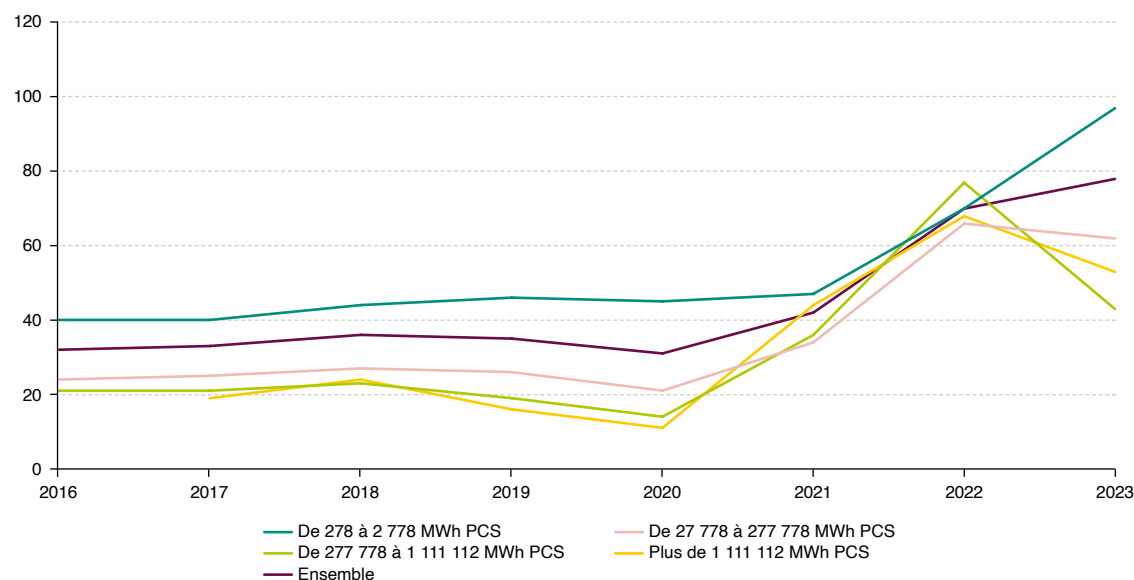
augmente mécaniquement en raison des coûts fixes (part de l'abonnement dans le prix). Dans le secteur de l'industrie, le prix HTVA est quasi stable, à 69 €/MWh PCS (- 1 %), après avoir presque doublé entre 2021 et 2022. En revanche, le prix HTVA augmente de 37 % sur un an dans le secteur tertiaire, à 96 €/MWh PCS. Ces évolutions différenciées sont liées, d'une part, à des différences de volumes de consommation et, d'autre part, à une plus grande sensibilité des « gros » consommateurs à la volatilité des prix de marché. Alors que la différence de prix entre les « gros » et « petits » consommateurs professionnels avait été gommée lors de la crise, les « gros » consommateurs de l'industrie retrouvent cet avantage en 2023. De même, la branche énergie bénéficie de cet avantage lié aux volumes consommés avec une baisse de 11 % du prix sur un an. L'évolution est plus spectaculaire pour les usages non énergétiques, qui concernent quelques très gros consommateurs très sensibles aux prix de gros. Pour ces derniers, les prix diminuent de 58 % sur un an.

Prix du gaz : les « gros » consommateurs retrouvent leur avantage sur les « petits »

Les plus gros consommateurs de gaz sont concentrés dans certaines branches du secteur industriel (métallurgie, chimie, agroalimentaire) et dans la branche énergie. Habituellement, ces derniers bénéficient d'un prix du gaz plus faible grâce à une fiscalité favorable aux entreprises grandes consommatrices d'énergie et à des prix plus souvent indexés sur le marché de gros que les petites consommatrices. Cependant, entre 2019 et 2022, le prix du gaz a quadruplé pour les entreprises consommant plus de 1,1 TWh, atteignant 68 €/MWh, alors que les prix pour les entreprises consommant entre 0,3 et 2,8 GWh augmentaient de 50 %, pour s'établir à 70 €/MWh, créant une convergence de prix entre « petits » et « gros » consommateurs (voir *Les entreprises en France – Édition 2023 – Impact de la hausse des prix de l'énergie en 2022 sur l'activité des entreprises et leur consommation d'énergie – Insee Références*).

L'année 2023 marque une forme de retour à une structure de prix plus courante, les prix ayant baissé fortement pour les « gros » consommateurs (53 €/MWh), alors que les « petits » ont continué à subir des augmentations (97 €/MWh) - (figure 1.3.2.3). Les « gros » consommateurs, plus sensibles au prix du marché, à la hausse comme à la baisse, ont directement bénéficié de la détente des prix sur le marché de gros. À l'inverse, la proportion de contrats à prix fixe est plus importante chez les « petits » consommateurs. Ces derniers subissent donc la hausse des prix avec retard.

Figure 1.3.2.3 : évolution du prix hors TVA du gaz naturel pour les entreprises par niveau de consommation
En €/MWh PCS*



* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, enquête Transparence des prix du gaz et de l'électricité

1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation baissent sensiblement mais restent élevés

1.4.1 PRIX DE GROS DU CHARBON

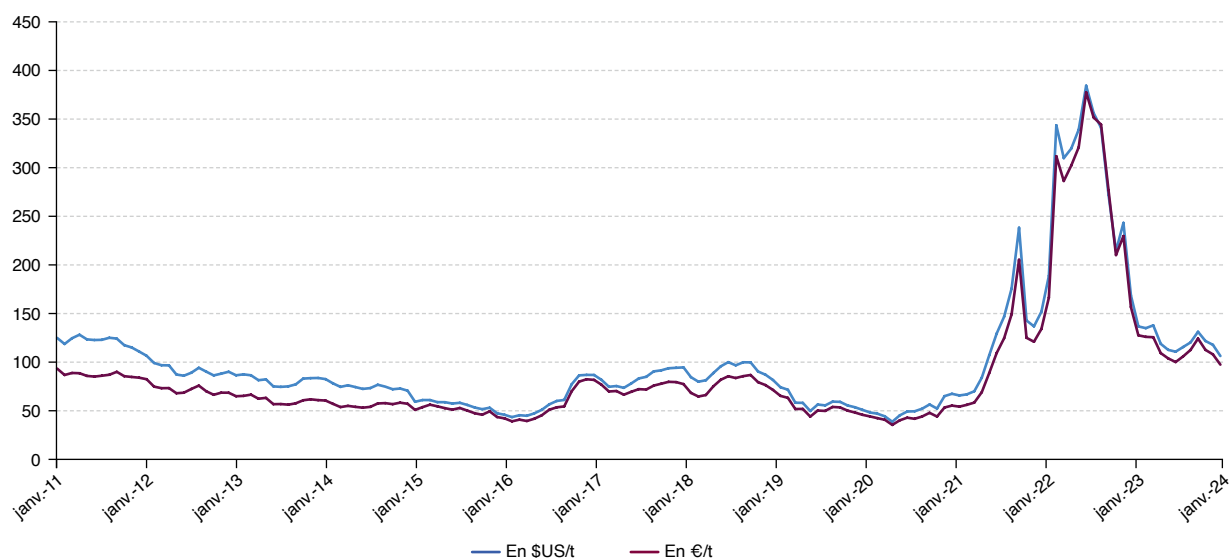
Comme les autres produits énergétiques, le charbon fait l'objet d'échanges internationaux, soit de gré à gré, soit sur des marchés organisés, au comptant ou à terme. Deux marchés doivent être distingués : celui du charbon-vapeur et celui du charbon à coke. Le premier, aux exigences de

qualité moindres que le second, s'échange en général à des prix inférieurs.

Le cours du charbon-vapeur a chuté fortement en janvier 2023 (- 32 %, à 157 €/t), puis a reculé à un rythme moins rapide tout au long du premier semestre, jusqu'à un point bas de 100 €/t en juillet (*figure 1.4.1.1*). Il progresse de nouveau modérément par la suite et s'élève à 108 €/t en décembre.

Figure 1.4.1.1 : prix à terme à un mois 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)

Le prix moyen du charbon importé en France, principalement sous forme primaire, s'élève à 38 €/MWh en 2023 (*figure 1.4.1.2*). Il chute de 19 % sur un an, après avoir augmenté de manière inédite en 2022 en raison de la hausse du prix des énergies fossiles liée à la guerre en Ukraine.

Il est en 2023 à un niveau équivalent au double de sa valeur en 2019. Des quantités plus faibles de charbon dérivé, essentiellement du coke, ont été importées à un prix moyen de 62 €/MWh, également en forte baisse sur un an (- 11 %) et supérieur de 55 % à celui de 2019.

partie 1 : les prix de l'énergie

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

En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Importations	19	14	19	46	38
Charbon primaire	18	13	16	42	35
Charbon dérivé	40	31	36	70	62

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 35 €/MWh en moyenne en 2023 (*figure 1.4.2.1*). Ce prix moyen diminue de 13 % sur un an, tout en restant bien supérieur au prix de 2021 (+ 80 %). Les producteurs d'électricité ou de chaleur, exclusivement consommateurs de charbon-vapeur, ont payé

ce dernier 33 €/MWh en moyenne en 2023, un prix orienté à la baisse comme le prix des autres énergies fossiles, gaz et pétrole, auxquelles le charbon peut partiellement se substituer. Les prix des autres segments de consommation (industrie hors sidérurgie, résidentiel et tertiaire) se sont élevés en moyenne à 38 €/MWh pour le charbon primaire (- 2,5 % sur un an et + 99 % par rapport à 2019) et 54 €/MWh pour le charbon dérivé (en décroissance de 9 % sur un an, mais + 32 % depuis 2019). Les prix sont un peu moins volatils sur ces segments : ils avaient moins augmenté en 2022 et diminuent moins fortement en 2023.

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

En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Consommation filière fonte	27	21	25	55	47
Charbon primaire	20	14	17	40	35
Charbon dérivé	42	35	37	80	65
Énergie (hors filière fonte)	14	10	17	38	33
Charbon primaire	14	10	17	38	33
Consommation finale totale	25	21	26	44	43
Charbon primaire	19	16	21	39	38
Charbon dérivé	41	35	39	60	54

Source : SDES, Bilan de l'énergie

1.5 Le prix du bois reste élevé en 2023

1.5.1 PRIX DES IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS

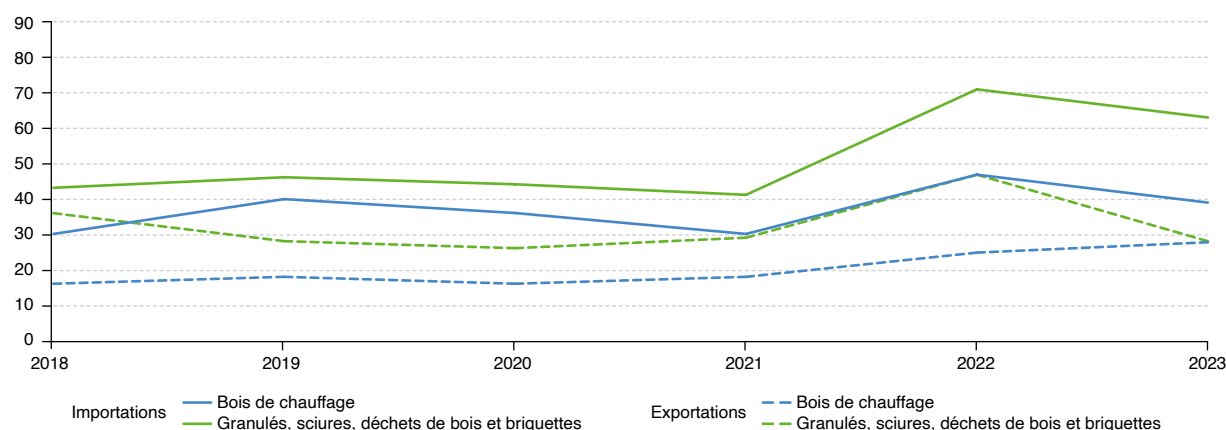
En 2023, les prix moyens à l'importation et à l'exportation du bois-énergie diminuent respectivement de 12 % et de 20 %, à 61 €/MWh et 28 €/MWh. L'écart entre les prix moyens à l'importation et à l'exportation résulte notamment d'une part plus importante de granulés de bois dans les importations, plus coûteux que les autres catégories de bois-énergie (cf. 2.3.4).

Un an après la crise énergétique qui avait entraîné une importante augmentation de la demande en bois de chauffage

(relativement moins cher que les autres énergies), les prix refluent mais ne reviennent pas pour autant à leurs niveaux d'avant-crise. Le prix moyen d'importation du bois-énergie diminue de 12 % sur un an et s'établit à 61 € (contre 45 € en 2019), avec une baisse du prix d'importation pour toutes les catégories de bois-énergie (figure 1.5.1.1). Le prix moyen d'exportation reflue pour sa part de 20 %, pour s'établir à 28 €, malgré la hausse de 9 % des prix d'exportation du bois de chauffage.

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

En €/MWh



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI

1.5.2 PRIX POUR LE RÉSIDENTIEL

Le prix du bois-énergie consommé par les ménages présente une forte hétérogénéité, avec différents types de bois utilisés sous différentes formes. Leur observation est par ailleurs difficile compte tenu de l'importance du marché informel.

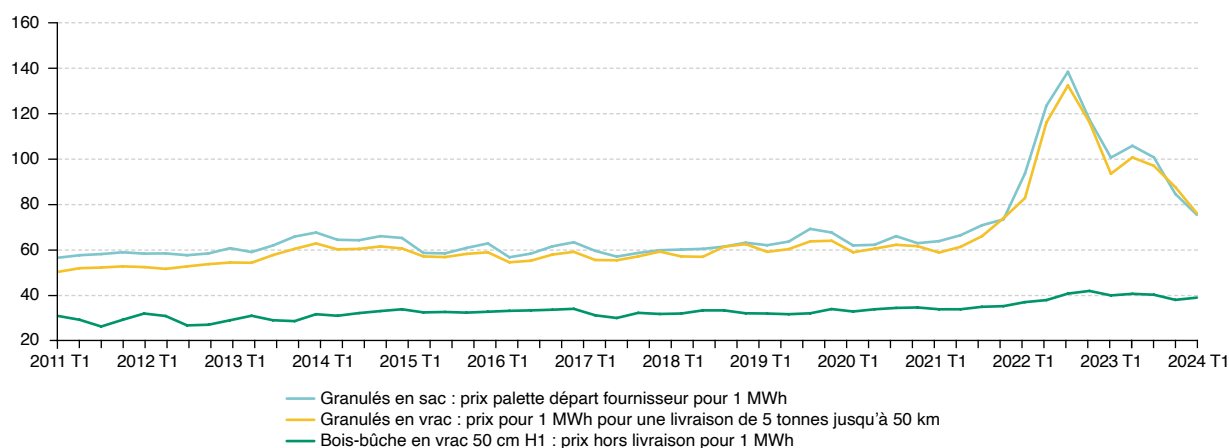
Les bûches représentent encore l'essentiel des achats des particuliers en bois de chauffage. Au sein des circuits commerciaux, le prix moyen TTC de la bûche de 50 cm (humidité < 20 % et livraison non comprise), qui est la plus courante, s'élève à 41 €/MWh en 2023, en hausse de 8 % par rapport à 2022 (figure 1.5.2.1). Les granulés de bois sont,

quant à eux, de plus en plus consommés. D'utilisation plus aisée que les bûches, ils sont néanmoins plus chers que ces dernières. En moyenne sur l'année 2023, le prix des granulés en vrac (livraison comprise) s'élève ainsi à 102 €/MWh (+ 0,5 % par rapport à 2022), et celui des granulés en sac (prix d'une palette départ fournisseur) à 106 €/MWh (- 1 % en moyenne annuelle). Le prix, notamment celui des granulés, diminue tout au long de l'année 2023 : le maximum est atteint lors du premier trimestre, à 117 €/MWh. Les prix continuent de baisser lors des deux premiers trimestres de 2024 pour revenir à des niveaux proches de ceux d'avant la crise énergétique, diminuant à environ 76 €/MWh.

partie 1 : les prix de l'énergie

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

En €/MWh



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après enquête CEEB-Insee-Agrete

Beaucoup de ménages s'approvisionnent en bois sur le marché informel, à des prix pouvant être inférieurs à ceux des circuits commerciaux, voire parfois gratuitement¹. Le prix moyen du bois-énergie acheté par les ménages qui achètent la totalité de leur consommation de bois, tous marchés confondus (formel et informel), s'élèverait à 61 €/MWh en 2023, contre 47 €/MWh en 2022 (soit une hausse de plus de 30 %).

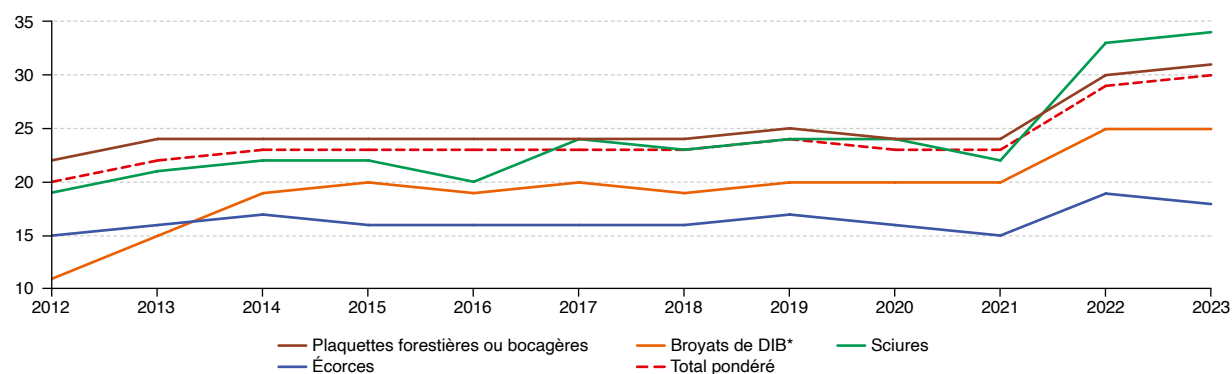
Plus généralement, la dépense moyenne des ménages en bois-énergie (tous types d'approvisionnement confondus) est de 36 €/MWh en 2023, contre 28 €/MWh en 2022.

1.5.3 PRIX POUR LES PROFESSIONNELS

Le prix moyen des combustibles bois pour les professionnels, livraison comprise, atteint 30 €/MWh en 2023 (figure 1.5.3.1). Généralement stable, il augmente encore d'environ 4 % après avoir augmenté de 25 % en 2022. 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 2013-2023

¹ Source : enquête Logement Insee (2020) : les logements déclarant une consommation de bois sont répartis en 3 catégories en fonction de leur source d'approvisionnement en bois : acheté en totalité / acheté partiellement / obtenu gratuitement.

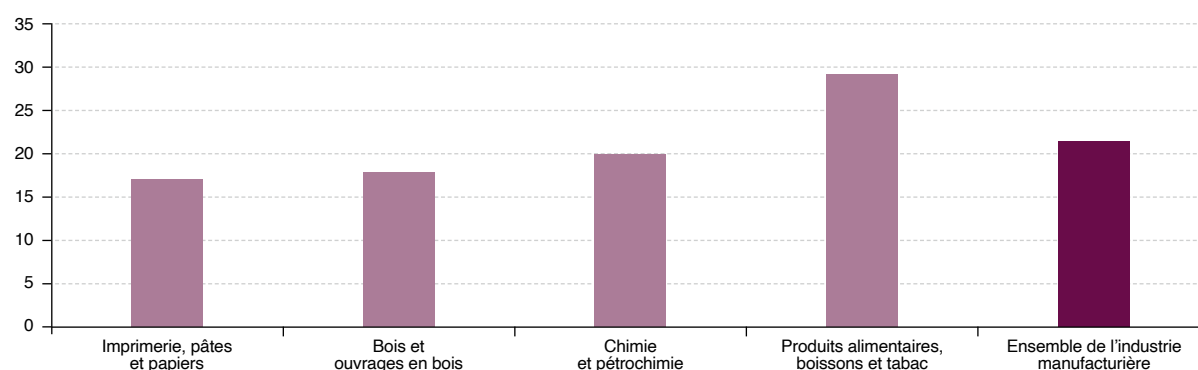
partie 1 : les prix de l'énergie

Les disparités entre secteurs d'activité sont également marquées, notamment au sein de l'industrie manufacturière. Le prix moyen des achats de bois à usage énergétique dans le secteur des produits alimentaires, boissons et tabac est

ainsi supérieur de 61 % (29 €/MWh en 2023) à celui du bois et ouvrages en bois (18 €/MWh en 2023) - (figure 1.5.3.2). Le prix moyen dans l'ensemble de l'industrie manufacturière s'élève à 21 €/MWh en 2023.

Figure 1.5.3.2 : prix HTVA des combustibles bois pour les établissements industriels de plus de 20 salariés en 2023

En €/MWh



Note : les quatre secteurs représentés sur ce graphique représentent près de 90 % de la consommation et des dépenses des établissements industriels en bois-énergie en 2023.
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après Insee-EACEI

1.6 Nette baisse du prix du biodiesel en 2023

En 2023, les prix à l'importation et à l'exportation du biodiesel diminuent respectivement de 14 % et de 29 % par rapport à 2022, pour atteindre 1 735 €/tep et 1 416 €/tep en 2023. À l'inverse, celui des bioessences continue d'augmenter pour les importations, atteignant 2 052 €/tep (+ 7 % par rapport à 2022), et diminue de 22 % pour les exportations, redescendant à 1 561 €/tep (figure 1.6.1).

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	2020	2021	2022	2023
Importations	1 233	1 110	946	822	845	862	934	887	811	1 280	2 014	1 804
Bioessences	1 403	1 239	1 217	1 016	873	944	1 005	1 027	1 017	1 262	1 925	2 052
Biodiesel	1 193	1 096	926	799	843	858	930	872	781	1 283	2 011	1 735
Exportations	1 310	1 257	1 095	1 066	1 055	1 066	972	989	1 055	1 478	1 989	1 441
Bioessences	1 324	1 282	1 116	1 141	1 135	1 125	1 081	1 182	1 243	1 740	2 013	1 561
Biodiesel	1 172	1 105	1 015	895	965	1 040	939	945	1 008	1 439	1 986	1 416

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI

Une fiscalité spécifique pour encourager le recours aux biocarburants

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. Le partage de ce coût entre les consommateurs et l'État dépend de la fiscalité mise en place.

Deux dispositifs fiscaux soutiennent le développement des biocarburants. Le premier est la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (Tiruert)². Ce dispositif incitatif fixe des objectifs d'incorporation de biocarburants au-delà desquels le montant dû au titre de cette taxe est nul pour le redevable. La seconde est l'accise sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons³ qui possède un tarif réduit pour les carburants à haute teneur en biocarburants (ED95, B100 et E85 notamment).

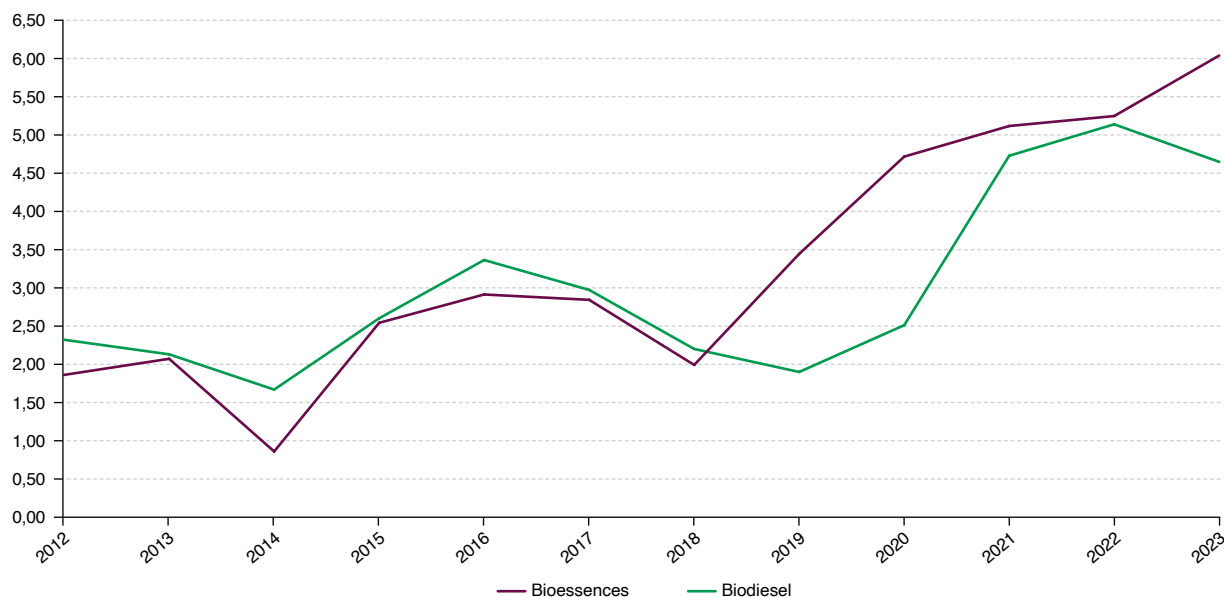
² La Tiruert est la nouvelle dénomination, applicable depuis le 1er janvier 2022, de l'ancienne taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib).
³ Anciennement TICPE, taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques.

En 2023, le prix moyen d'approvisionnement du biodiesel (figure 1.6.3) est supérieur de 70 % à celui du gazole fossile (1 692 €/tep contre 996 €/tep) tandis que celui des bioessences est supérieur de 127 % à celui de l'essence fossile (1 730 €/tep contre 759 €/tep). L'écart de prix entre les biocarburants et les carburants fossiles augmente significativement sur un an pour les bioessences et reste stable pour le biodiesel. En effet, si les prix d'approvisionnement des carburants fossiles restent à des niveaux supérieurs à la période antérieure à la crise énergétique, ils ont diminué

par rapport à l'année précédente. De même, le prix du biodiesel accuse une forte baisse, contrairement à celui des bioessences qui se maintient à un niveau particulièrement élevé. Cette différence de dynamique explique en partie la différence d'évolution du surcoût effectif associé pour les deux types de biocarburants (cf. encadré). Il continue d'augmenter jusqu'à dépasser le seuil de 6 c€/l pour les bioessences, alors qu'il redescend à 4,6 c€/l pour les biodiesels (figure 1.6.2).

Figure 1.6.2 : surcoût effectif dû à l'incorporation des biocarburants par litre de carburant

En centimes d'euros par litre de carburant



Source : SDES, Bilan de l'énergie

Méthodologie de calcul du surcoût effectif d'incorporation des biocarburants

Le surcoût effectif d'incorporation des biocarburants est le rapport entre le coût total d'incorporation des biocarburants et la consommation de carburants routiers. Il représente, pour un litre de carburant routier, le surcoût moyen en euros que doit payer le consommateur. Il est calculé pour chaque type de carburant (essence et gazole).

Le surcoût d'incorporation se calcule comme la différence entre le prix d'approvisionnement des biocarburants et des carburants fossiles, multipliée par la part de biocarburant dans la consommation totale de carburant (fossile et bio) en France métropolitaine.

$$\text{surcoût}_{\text{€/L}} = \frac{\text{Conso bio}_{\text{Mtep}}}{\text{Conso totale (bio et non bio)}_{\text{Mtep}}} \times (\text{prix approvisionnement bio}_{\text{€/Mtep}} - \text{prix approvisionnement fossile}_{\text{€/Mtep}})$$

Le prix d'approvisionnement est un prix implicite qui rapporte la valeur de l'approvisionnement à la quantité correspondante (figure 1.6.2). L'approvisionnement est calculé en quantité et en valeur monétaire comme la somme de la production, du solde du commerce extérieur et du déstockage net. Il est exprimé en euros par tep (figure 1.6.3).

Figure 1.6.3 : approvisionnement des carburants fossiles et des biocarburants par type de carburant (en euros courants)

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gazole fossile	En Mtep	40,1	40,9	42,4	42,7	42,6	41,0	40,2	37,1	36,1	32,6	34,1	33,6	32,8
	En M€	26 949	31 096	30 125	27 651	19 730	15 613	18 323	21 568	21 050	14 719	19 833	42 718	32 677
	En €/tep	672	759	710	648	463	381	456	581	583	451	582	1 270	996
Essence fossile	En Mtep	9,2	8,6	8,1	8,4	8,6	8,4	9,1	9,3	8,9	7,3	8,6	9,5	9,7
	En M€	6 277	6 771	5 963	5 725	4 603	3 724	4 713	5 309	5 007	2 624	3 322	8 870	7 360
	En €/tep	681	788	737	683	535	442	516	569	560	358	388	934	759
Biodiesel	En Mtep	2,0	2,3	2,3	2,5	2,6	2,6	2,8	2,8	2,8	2,4	2,5	2,5	2,6
	En M€	2 451	2 651	2 477	2 317	2 242	2 448	2 589	2 604	2 459	2 013	3 355	5 252	4 423
	En €/tep	1 202	1 165	1 080	912	875	927	926	926	877	854	1 362	2 120	1 692
Bioessences	En Mtep	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8
	En M€	496	494	481	363	472	492	565	542	752	656	864	1 476	1 461
	En €/tep	1 269	1 227	1 222	876	1 089	1 038	1 048	924	1 151	1 161	1 207	1 737	1 730

Note : le montant monétaire de la production est calculé à partir des prix moyens à la production dans l'Union européenne publiés dans les Perspectives agricoles de l'OCDE et de la FAO pour le biodiesel et le bioéthanol. Le prix de production des bioessences est supposé égal à celui du bioéthanol.
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après données Douanes, Perspectives agricoles de l'OCDE et de la FAO, prix de marché de Rotterdam

À partir de ces prix d'approvisionnement, il est possible d'estimer le coût de la tonne de CO₂ évitée par l'incorporation de biocarburants. L'utilisation de biocarburant plutôt que de carburant classique est censée diminuer les émissions de CO₂ entre 50 % (seuil de durabilité fixé par la législation européenne) et 100 %. Si l'on rapporte le surcoût du biocarburant par rapport au carburant classique aux émissions ainsi évitées, le coût de la tonne de CO₂ évitée s'élèverait ainsi en 2023 entre 222 €/tCO₂ et 443 €/tCO₂ pour le biodiesel, et entre 317 €/tCO₂ et 635 €/tCO₂ pour les bioessences

(figure 1.6.4). Ce coût augmente pour les bioessences du fait de l'augmentation de l'écart de prix entre le carburant fossile et le carburant renouvelable. À l'inverse, il diminue pour le biodiesel du fait de la baisse plus importante dans l'absolu du prix du biodiesel par rapport à celui du diesel fossile. Les coûts estimés ici ne prennent pas en compte les émissions indirectes liées au changement d'affectation des sols ou à l'exploitation des produits agricoles et seraient supérieurs si c'était le cas.

Figure 1.6.4 : coût de la tonne de CO₂ évitée par l'incorporation des biocarburants

En euros courants par tonne de CO₂ évitée



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après CPDP, DGDDI

1.7 Malgré la baisse observée sur les marchés de gros, les prix de l'électricité aux consommateurs finaux progressent encore en 2023

1.7.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité peut s'échanger de gré à gré ou sur des bourses. Deux bourses opèrent sur le marché français : *European Power Exchange* (Epex) *Spot* et *Nord Pool Spot*, depuis mi-2019. 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 atteint 97,4 €/MWh en moyenne en 2023. Il est divisé par 2,9 par rapport à son niveau record enregistré en 2022. Le reflux du prix de l'électricité en 2023 s'explique d'abord par celui du prix du gaz naturel, combustible utilisé généralement par la dernière centrale électrique européenne appelée en cas de pic de demande d'électricité. L'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire (cf. 2.2.2) et la forte croissance de la production d'électricité renouvelable,

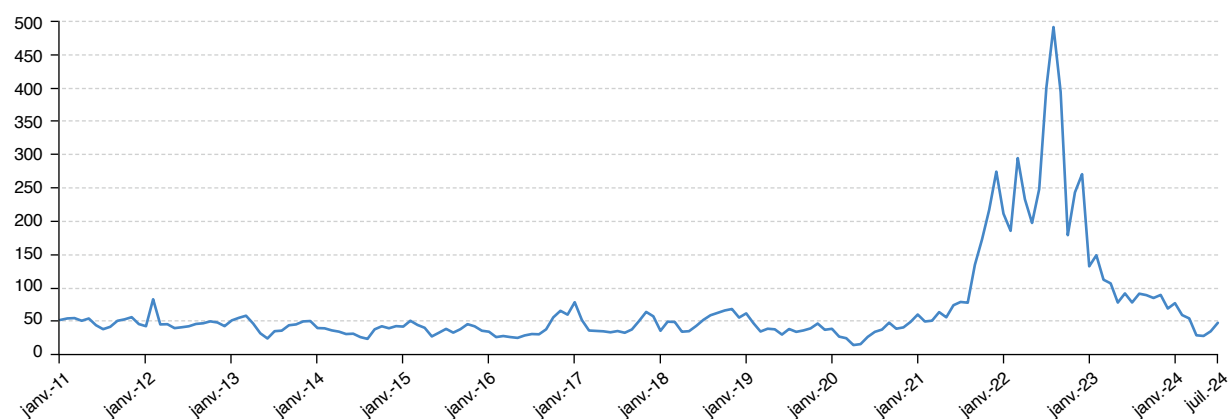
notamment en fin d'année, ont accru l'offre d'électricité disponible avec en outre un recours moindre aux centrales à gaz. Dans le même temps, la consommation d'électricité est restée modérée.

Le prix spot a particulièrement diminué en début d'année 2023, de janvier à mai, avant de se stabiliser et de décroître à nouveau en fin d'année (figure 1.7.1.1). En 2024, les prix de gros de l'électricité continuent de diminuer jusqu'en mai, en raison notamment d'une offre d'électricité nucléaire et renouvelable abondante, et repartent à la hausse en juin et juillet (cf. 1.3.1).

Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, se sont également fortement repliés en 2023. Le prix à terme pour l'année suivante (« Y+1 ») de l'électricité en base est ainsi passé de 367 €/MWh en 2022 en moyenne à 162 €/MWh en 2023.

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 2023, ceux-ci s'élèvent respectivement à 90 €/MWh et 113 €/MWh (figure 1.7.1.2). D'une part, 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). D'autre part, le chauffage électrique étant

particulièrement développé, la France importe en général en hiver durant les périodes de forte consommation (matinée et début de soirée), lorsque l'électricité est la plus chère. Les prix de l'électricité importée et exportée diminuent très nettement par rapport à 2022 (ils sont respectivement divisés par 2,7 et 2,6).

Figure 1.7.1.2 : prix moyens de l'électricité à l'importation et à l'exportation
En €/MWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Exportations	38	30	89	233	90
Importations	47	39	144	308	113

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après 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 différenciés selon les filières (figure 1.7.1.3). La production photovoltaïque, qui représente 41 % des subventions, bénéficie d'une rémunération moyenne élevée, à 205 €/MWh en 2023. Celle-ci diminue globalement depuis 2018 sous l'effet de l'afflux de nouvelles installations raccordées, qui bénéficient d'aides moins substantielles qu'au démarrage de la filière, et de

l'arrivée à échéance des contrats historiques à prix très élevés. Ce moindre soutien reflète la baisse des coûts des installations. La filière biogaz bénéficie de la rémunération la plus élevée en 2023, à 212 €/MWh. À l'opposé, les rémunérations les plus basses concernent la filière d'incinération des déchets ménagers, suivie par l'éolien et la petite hydraulique (les grandes installations hydrauliques ne bénéficiant pas de soutien public). L'augmentation de la rémunération moyenne des filières biogaz, biomasse et petite hydraulique en 2023 est principalement due à la revalorisation des tarifs d'achat des installations déjà sous contrat, selon la Commission de régulation de l'énergie. En effet, les indices utilisés répercutent la hausse du coût horaire du travail et de prix de production de l'industrie, plus importante en 2023 qu'en 2022.

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

	2019	2020	2021	2022	2023
Photovoltaïque	296	276	253	246	205
Éolien	90	91	79	103	105
Hydraulique	83	82	79	91	106
Biogaz	163	170	167	186	212
Incinération	60	60	59	61	66
Biomasse	146	147	132	152	187
Toutes installations	148	141	147	182	169

Note : pour les installations sous obligation d'achat, la rémunération est égale au tarif d'achat. Pour celles bénéficiant d'un complément de rémunération, elle est égale à la somme de ce complément (positif ou négatif) et du prix de gros moyen de l'électricité produite pour les installations. 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 : SDES, Bilan de l'énergie, d'après EAFE, CRE

D'autre part, dans le but de permettre une concurrence équitable entre fournisseurs historiques (EDF et les ELD sur leur zone de desserte) et fournisseurs alternatifs, ces derniers bénéficient depuis juillet 2011 du dispositif de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (Arenh), mis en place pour

une durée de 15 ans. Ce dispositif permet aux fournisseurs alternatifs d'acheter une partie de la production nucléaire au prix de 42 €/MWh, pour un volume global qui ne peut excéder 100 TWh.

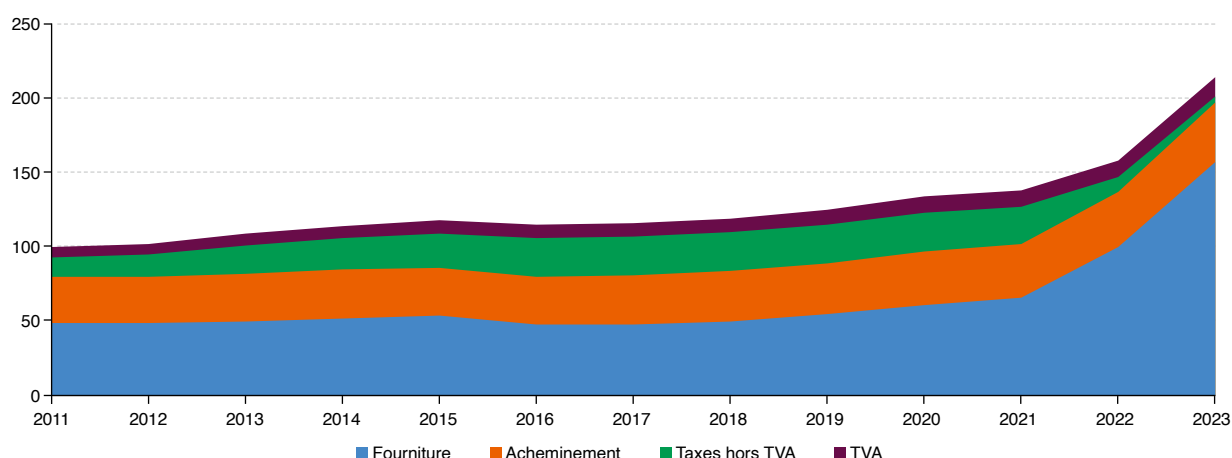
1.7.2 PRIX À LA CONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2023, les prix de l'électricité payés par les consommateurs finaux restent nettement orientés à la hausse malgré la baisse des prix sur les marchés de gros. Les prix aux consommateurs finaux sont en partie déterminés par les prix sur les marchés de gros à terme, par exemple au travers des volumes d'électricité couverts par les fournisseurs

l'année précédant la livraison (produit Y+1 sur les marchés à terme), qui ont atteint un pic en 2022 (680 €/MWh en août 2022). L'électricité est payée en moyenne 214 €/MWh, tous consommateurs (à l'exception de la branche électricité) et tous types d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus, contre 158 €/MWh en 2022, soit une augmentation de 35 % sur un an (ce prix inclut la TVA uniquement pour les ménages).

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. Les chèques énergie et les guichets d'aide ne sont pas inclus.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

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, des coûts de commercialisation (incluant les certificats d'économie d'énergie) et de la rémunération du fournisseur (marge). En 2023, elle s'élève en moyenne à 157 €/MWh. C'est la composante qui augmente le plus sur un an (+ 57 %) en raison de la transmission des prix à terme (Y+1) de l'année précédente sur les marchés de gros, qui étaient à leur maximum en 2022 dans le contexte de la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine. L'augmentation des prix de la fourniture d'électricité en 2023 est comparable à celle de 2022, après deux années de hausse plus modérée en 2020 et 2021. Au total, cette composante a presque triplé depuis 2019, passant de 55 €/MWh à 157 €/MWh.

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 à couvrir les coûts des activités des gestionnaires de réseau de transport (RTE) et de distribution (Enedis, entreprises locales de distribution...), c'est-à-dire les charges du système électrique (dont les pertes réseau) mais aussi les coûts de développement, d'exploitation et d'adaptation à la transition énergétique des réseaux. Le barème du Turpe est réglementé et fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le Turpe s'élève à 40 €/MWh en moyenne en 2023 et augmente de 10,1 % par rapport à 2022, après une hausse de 1,2 % entre 2021 et 2022. Deux facteurs expliquent cette hausse. D'une part, le barème du Turpe a augmenté de 6,5 % au 1^{er} août 2023, essentiellement en raison de l'inflation. D'autre part, les consommations d'électricité ont diminué en 2023 (- 4,0 % entre 2022 et 2023), ce qui se traduit par un renchérissement du Turpe par MWh, le tarif étant dégressif selon la quantité d'électricité consommée.

partie 1 : les prix de l'énergie

Les taxes comprennent, outre la TVA, l'accise sur l'électricité, anciennement dénommée TICFE⁴, et la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). L'accise sur l'électricité intègre la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) depuis le 1^{er} janvier 2022 et la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) depuis le 1^{er} janvier 2023. La suppression de ces taxes locales est compensée par une majoration de l'accise qui est ensuite reversée aux départements et aux communes. Cependant, une des mesures du bouclier tarifaire mis en œuvre à partir du 1^{er} février 2022 pour contenir la hausse

des prix de l'électricité pendant la crise de l'énergie a consisté en l'application d'une minoration de l'accise. Ces mesures ont été prolongées sur l'ensemble de l'année 2023. Les taux d'accise sur l'électricité passent ainsi de 26 €/MWh en moyenne en 2021 à 0,50 €/MWh pour les professionnels et 1 €/MWh pour les ménages et assimilés en 2023. Cette mesure se traduit par une diminution de 60 % des taxes hors TVA par rapport à 2022 et de 85 % par rapport à 2021, à un niveau moyen de 3,7 €/MWh en 2023. En incluant la TVA (pour le secteur résidentiel uniquement), les taxes s'élèvent, au total, à 16,9 €/MWh.

Figure 1.7.2.2 : prix moyen de l'électricité par secteur

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Énergie (hors électricité)	72	74	76	77	78	71	69	74	80	86	96	123	178
Consommation finale TTC*	100	104	110	114	119	116	117	120	126	135	141	159	215
Agriculture-pêche	90	90	92	105	109	112	114	122	128	133	138	154	257
Industrie	66	68	71	72	72	66	64	67	71	74	83	113	162
Transports	54	55	54	54	54	49	47	52	53	66	71	110	136
Tertiaire	95	97	103	108	112	105	107	108	115	120	126	145	236
Résidentiel HTVA	114	118	125	133	138	140	141	146	152	161	165	177	202
Résidentiel TTC	134	138	147	157	162	165	166	171	178	189	193	207	236
Tous secteurs HTVA	92	96	101	105	109	106	107	110	115	123	129	148	200
Tous secteurs TTC*	99	103	109	114	118	115	116	119	125	134	140	159	214

* La TVA est incluse uniquement pour le secteur résidentiel, étant déductible pour les entreprises. Les chèques énergie et les guichets d'aide ne sont pas inclus.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie

En 2023, les prix de l'électricité augmentent dans tous les secteurs, avec un prix moyen HTVA de 200 €/MWh, en hausse de 36 % par rapport à 2022 (figure 1.7.2.2). Les prix de l'électricité varient fortement selon le type de client et le type de contrats de fourniture souscrits. Alors que l'année 2022 est marquée par une réduction des écarts entre « gros » et « petits » consommateurs, l'écart se creuse à nouveau en fonction du niveau de consommation, principalement en raison d'une très forte augmentation pour les « petits » consommateurs. Ainsi, le prix HTVA pour la tranche de consommation de 20 à 500 MWh progresse de 72 % sur un an, à 260 €/MWh ; celui de la tranche de 2 à 20 GWh croît de 77 %, à 213 €/MWh (figure 1.7.2.3). À l'inverse les prix pour les « gros » consommateurs diminuent de 4 %, à 124 €/MWh pour la tranche de 70 à 150 GWh et 87 €/MWh pour ceux dépassant 150 GWh. En effet, les « gros » consommateurs sont plus exposés aux fluctuations des prix sur les marchés de gros, que ce soit à la hausse ou à la baisse.

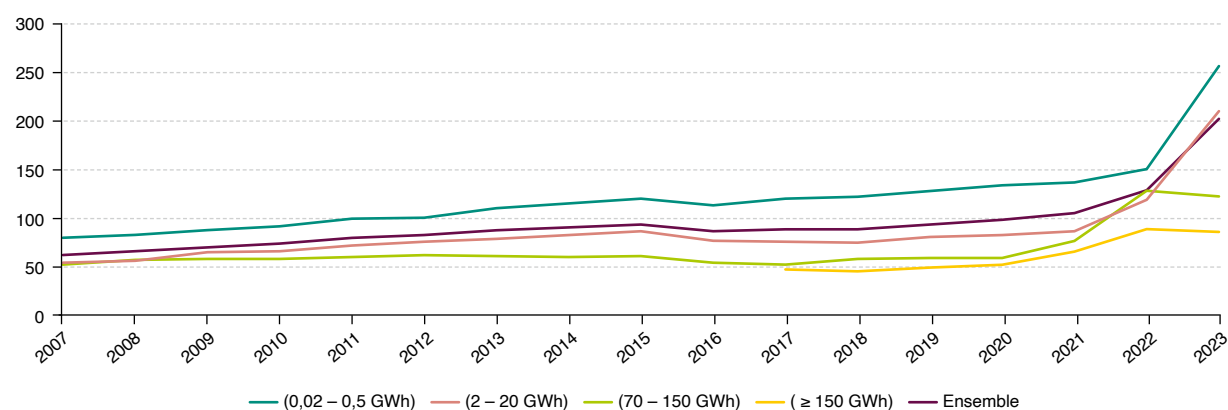
Le prix moyen de l'électricité dans le secteur tertiaire progresse de 63 % entre 2022 et 2023, à 236 €/MWh, contre 44 % de hausse dans le secteur de l'industrie, à 162 €/MWh.

L'augmentation est moins forte dans le secteur industriel en raison de l'existence de très gros consommateurs qui ont vu leurs prix diminuer légèrement entre 2022 et 2023 alors que les hausses étaient très fortes pour les « petits » consommateurs. En ce qui concerne le secteur résidentiel, les mesures de soutien au pouvoir d'achat mises en place en 2022 ont été prolongées en 2023. Le bouclier tarifaire a limité la hausse des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et des prix des offres de marché en moyenne à 15 % TTC au 1^{er} février 2023 puis à 10 % TTC au 1^{er} août, ce qui a permis de contenir la hausse des prix à 14,4 %, soit à un niveau total de 236 €/MWh TTC en 2023. De plus, les chèques énergie ont allégé la facture pour les ménages les plus modestes. Les autres secteurs ne sont pas épargnés par les hausses des prix avec une augmentation du prix payé sur un an de 67 % dans l'agriculture, à 257 €/MWh, et de 23 % dans les transports, à 136 €/MWh, la hausse des prix étant limitée dans ce secteur en raison des couvertures prises sur les marchés de gros à terme par les entreprises de transport ferroviaire et les transports en commun urbains et interurbains.

⁴ Depuis 2016, la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) a fusionné avec la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Figure 1.7.2.3 : évolution du prix hors TVA de l'électricité pour les entreprises en France par niveau de consommation annuel

En €/MWh



Source : SDES, enquête Transparence des prix du gaz et de l'électricité

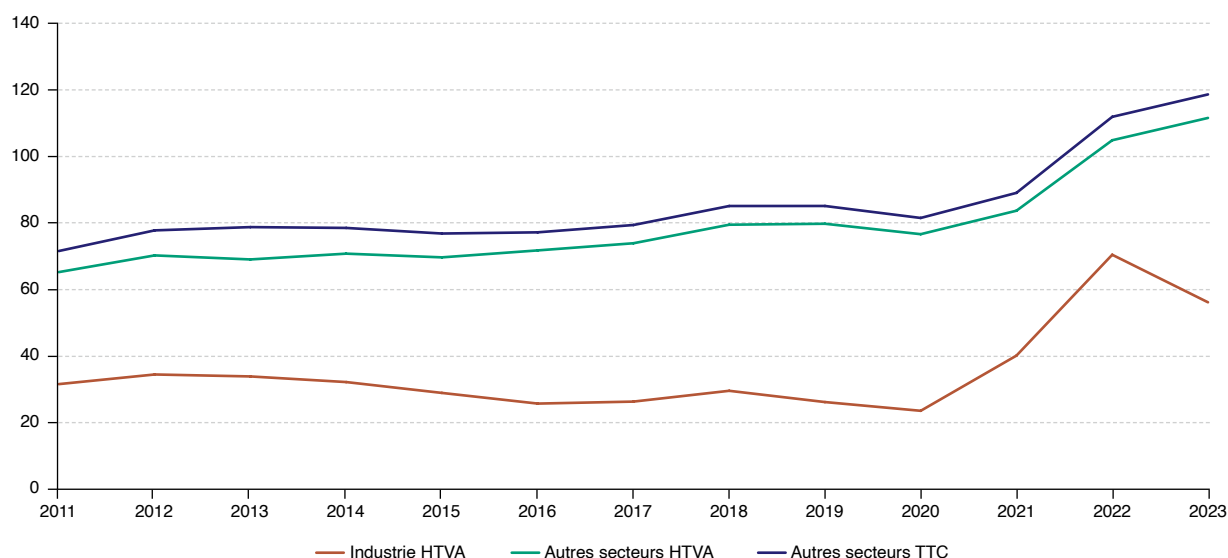
1.8 Le prix de la chaleur baisse dans l'industrie mais augmente dans les autres secteurs

Le prix de la chaleur achetée par les consommateurs industriels s'élève à 56 €HTVA/MWh en 2023 (*figure 1.8.1*), en baisse de 20 % par rapport à 2022, après une augmentation de 76 % entre 2021 et 2022. Malgré cette baisse, le prix de

la chaleur achetée par les consommateurs industriels reste 2,4 fois plus élevé qu'en 2020. Cette chaleur peut être distribuée soit via un réseau, soit dans le cadre d'une relation exclusive entre un producteur et un acheteur unique.

Figure 1.8.1 : évolution du prix de la chaleur commercialisée

En €/MWh



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après EARCF et EACEI

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 119 €TTC/MWh en 2023 (112 €HTVA/MWh). Ce prix a augmenté de 33 % entre 2021 et 2023.

Le taux de TVA moyen sur la chaleur distribuée par les réseaux diminue très légèrement en 2023 et retrouve son niveau de 2020, à 6,3 %. Les réseaux utilisant une part majoritaire d'énergies renouvelables et de récupération bénéficient d'un taux de TVA réduit. Depuis 2019, le taux de TVA moyen oscille dans une fourchette allant de 6,3 à 6,7 %.

partie 2

L'approvisionnement énergétique

— Le taux d'indépendance énergétique de la France s'établit à 56,3 % en 2023 et gagne 5,6 points par rapport à 2022 : la production primaire rebondit et progresse davantage que la demande d'énergie. L'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires et la forte croissance des énergies renouvelables électriques, favorisées par l'augmentation du parc et des conditions météorologiques plus favorables que l'année précédente, expliquent cette nette hausse. En conséquence, le déficit des échanges extérieurs physiques diminue nettement (- 12 %). La facture énergétique de la France reflue après avoir atteint un niveau historique en 2022. Toutes énergies confondues, elle s'élève à 71 Md€.



2.1 Le taux d'indépendance énergétique augmente en raison du rebond de la production primaire

En 2023, la production d'énergie primaire s'élève à 1 421 TWh en France entière (cf. *méthodologie*), en hausse de 13,0 % par rapport à 2022 (figure 2.1.1). Elle reste néanmoins nettement en retrait par rapport à son niveau de 2021. En 2023, la croissance de la production primaire s'explique principalement par le rebond de la production nucléaire (+ 14,7 %, à 1 025 TWh). Du fait des mesures mises en place par EDF pour traiter le phénomène non prévu de corrosion sous contrainte identifié en 2021 sur certains réacteurs, la disponibilité du parc nucléaire s'améliore nettement en 2023 par rapport à 2022. Elle reste toutefois inférieure à celle observée en 2021 et en 2020.

La production primaire d'électricité renouvelable progresse fortement en 2023 (+ 24,6 %, à 129 TWh). Sa croissance d'une ampleur inédite résulte d'une très forte augmentation des capacités installées et de conditions météorologiques nettement plus favorables qu'en 2022. La production éolienne est particulièrement dynamique (+ 32,1 % en 2023, à 50 TWh) en raison de la progression du parc (+ 20 % de puissance installée en deux ans), avec notamment le raccordement de plusieurs parcs en mer de grande capacité en 2022 et 2023. Les conditions de vent ont également été très propices, notamment en fin d'année 2023. Sans retrouver son niveau de 2021, la production d'électricité hydraulique (57 TWh)

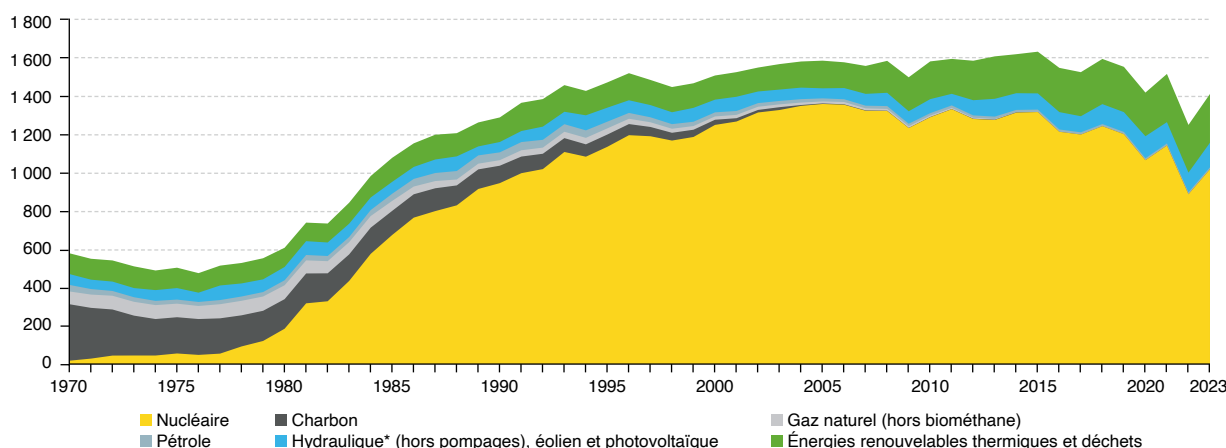
progresse de 24,5 % en 2023, après avoir atteint un point bas en 2022 en raison de la sécheresse. Grâce au développement des installations (+ 15 % de capacités installées en 2023), la production de la filière photovoltaïque s'accroît également (+ 11,2 %, à 22 TWh) en dépit d'un ensoleillement moins généreux qu'en 2022.

La production primaire d'énergies renouvelables thermiques et issues de la valorisation des déchets repart à la hausse (+ 2,2 %), pour atteindre 257 TWh. La production des pompes à chaleur augmente nettement (+ 11,4 %, à 50 TWh) en raison d'une progression toujours soutenue des équipements malgré une légère inflexion dans les ventes. La production de biogaz (+ 16,4 %, à 22 TWh) ralentit légèrement mais reste très dynamique. En raison d'un automne légèrement plus rigoureux, la production de biomasse solide progresse légèrement (+ 0,8 %, à 123 TWh). À l'inverse, la production de biocarburants continue de diminuer (- 2,7 %, à 21 TWh), tirée à la baisse par le biodiesel (- 4,3 %). En croissance depuis 2021, la production d'énergie à partir de déchets industriels et ménagers, dont une partie est renouvelable, recule en 2023 (- 9,3 %).

La production primaire d'énergie fossile, pétrole brut extrait des bassins aquitain et parisien pour l'essentiel, est marginale (10 TWh).

Figure 2.1.1 : production primaire d'énergie

En TWh



* Y compris énergies marines.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

La production primaire augmentant plus vite que la consommation primaire, le taux d'indépendance énergétique de la France, rapport de ces deux grandeurs, gagne 5,6 points, pour s'établir à 56,3 % (figure 2.1.2). L'approvisionnement pour satisfaire la demande d'énergie repose moins en 2023 qu'en 2022 sur les importations, hors uranium, l'énergie nucléaire étant produite sur le territoire par convention statistique internationale (cf. encadrés). Le déficit des échanges physiques d'énergie, à 1 175 TWh, diminue en effet de 12,0 %. En 2023, la France redevient exportatrice nette d'électricité (50 TWh, contre - 15 TWh en 2022).

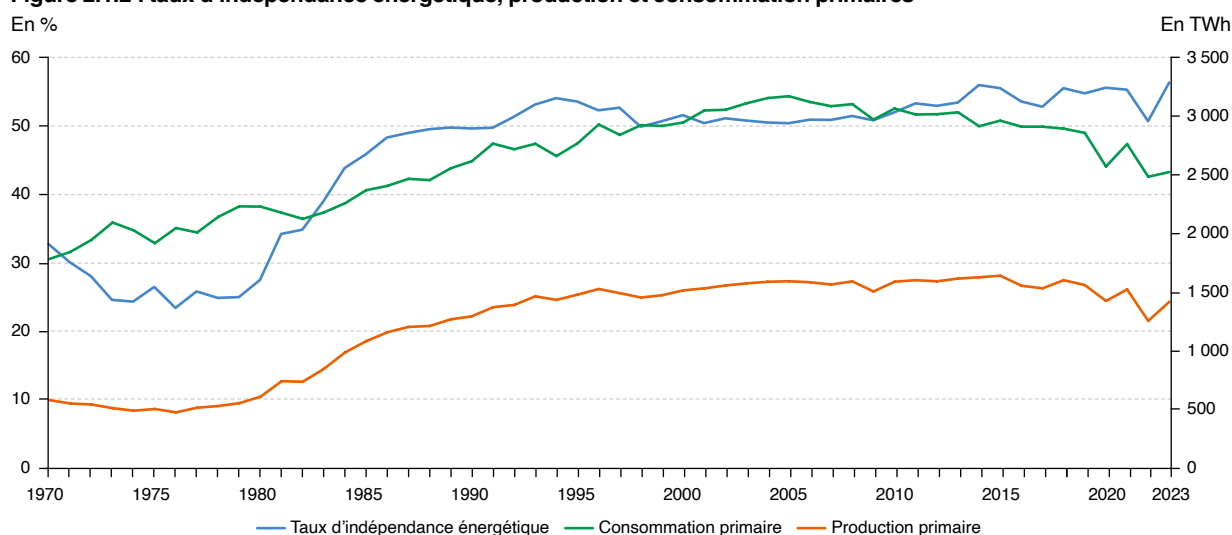
Les entrées nettes⁵ de gaz naturel sur le territoire se replient (- 19,6 %, à 339 TWh) du fait de la diminution de la consommation et, dans une moindre mesure, du niveau relativement élevé des stocks en début d'année. Les importations de gaz gazeux nettes du transit diminuent (- 18,2 %), tout comme celles de gaz liquéfié (- 15,7 %). Le GNL représente désormais 59 % des importations, une part équivalente à 2022 (58 %) et nettement supérieure à celle des années antérieures (35 % en 2021). La Norvège

est le premier fournisseur (un tiers du gaz naturel importé) devant les États-Unis (un quart) et la Russie (environ un huitième). Les exportations de gaz naturel restent à un niveau élevé en 2023 (140 TWh), en lien avec la forte croissance des importations de GNL qui sont en partie réexportées, sous forme de gaz gazeux, vers les autres pays européens.

Les achats de pétrole brut augmentent (+ 10,5 %, à 540 TWh) tandis que les importations nettes de produits raffinés diminuent (- 15,2 %, à 271 TWh). L'embargo sur le pétrole russe conduit à une modification des approvisionnements : la Russie, qui fournissait 5,2 % des importations de pétrole brut et 16,2 % du pétrole raffiné en 2022, ne représente plus que 0,2 % des importations de pétrole raffiné en 2023 (0 pour le pétrole brut).

Les importations nettes de biocarburants, essentiellement du biodiesel, s'élèvent à 20 TWh (+ 13,4 %). Le déficit des échanges extérieurs de bois à des fins énergétiques augmente nettement en 2023 (+ 24 %) mais reste marginal (3 TWh) par rapport à sa consommation.

Figure 2.1.2 : taux d'indépendance énergétique, production et consommation primaires



Source : SDES, Bilan de l'énergie

La facture énergétique de la France s'élève à 71,4 milliards d'euros (Md€) en 2023, après avoir atteint un niveau record à 123,9 Md€₂₀₂₃ en 2022 (figure 2.1.3). Elle reste néanmoins élevée et se situe, en euros constants, quasiment à son niveau de 2014, avant la forte décade du prix du pétrole des années 2014-2016. La quasi-division par deux de la facture par rapport à 2022 (- 52,5 Md€₂₀₂₃) s'explique par le reflux du prix des énergies fossiles sur les marchés, qui avait brutalement

augmenté fin 2021 et en 2022 en raison des tensions géopolitiques liées à la guerre en Ukraine. Le prix de gros du gaz naturel, qui avait atteint des sommets en 2022, diminue très nettement en 2023 mais reste supérieur à son niveau d'avant-crise, à 39 euros le MWh PCS (pouvoir calorifique supérieur). La facture gazière est divisée par deux : elle passe de 50,0 Md€₂₀₂₃ en 2022 à 26,3 Md€ en 2023.

⁵ Il s'agit des importations de gaz sur le territoire français (y compris du gaz naturel liquéfié porté), nettes des exportations et du transit.

La facture pétrolière et en biocarburants, qui pèse pour les deux tiers de la facture énergétique totale en 2023, diminue de 24,8 %. Le montant des importations nettes en produits raffinés et biocarburants s’allège de 9,5 Md€₂₀₂₃ à 19,8 Md€ en 2023, tandis que les dépenses en pétrole brut diminuent de 6,0 Md€₂₀₂₃, pour s’établir à 27,1 Md€. Le charbon contribue également à la baisse de la facture énergétique, à hauteur de - 1,5 Md€₂₀₂₃. L’électricité allège la facture de 4,0 Md€ alors qu’elle contribuait à son alourdissement à hauteur de 7,8 Md€₂₀₂₃ en 2022.

Figure 2.1.3 : facture énergétique de la France
En milliards d’euros 2023

	2019	2020	2021	2022	2023
Facture énergétique	50,0	27,3	49,4	123,9	71,4
Pétrole brut	24,0	10,7	17,0	33,1	27,1
Pétrole raffiné	15,3	10,6	16,2	26,0	16,6
Gaz naturel	9,8	5,6	15,9	50,0	26,3
Charbon	1,9	1,0	1,5	3,4	2,0
Biocarburants	1,3	0,6	1,7	3,3	3,3
Bois-énergie	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Électricité	- 2,3	- 1,3	- 2,9	7,8	- 4,0

Source : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI, CRE, enquête auprès de raffineurs

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

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 %). 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, le taux d’indépendance énergétique perdrait 36 points de pourcentage, pour s’établir à 16 % en 2023, si l’on considérait comme énergie primaire le combustible nucléaire plutôt que la chaleur issue de sa réaction.

En outre, le taux d’indépendance ne suffit pas à donner une vision complète en matière énergétique en rapportant consommation et production primaire. Pour compléter cette approche, on peut également s’intéresser à la transformation d’énergie primaire en énergie finale. La France produit sur son sol les deux tiers des produits raffinés consommés par les utilisateurs finaux (même si elle recourt à du pétrole brut quasi intégralement importé pour cette production). La consommation finale en chaleur commercialisée, en électricité et en énergies renouvelables thermiques et déchets est aussi intégralement ou quasi intégralement produite sur le territoire français (cf. partie 3 sur la transformation).

Échanges extérieurs d'uranium

Même si les combustibles utilisés par les centrales nucléaires ne sont pas retracés dans le bilan de l'énergie (*cf. encadré supra*), ils sont nécessaires pour amorcer la réaction nucléaire.

Les échanges extérieurs d'uranium retracent les achats et ventes des entreprises nucléaires françaises, y compris pour la transformation de l'uranium et la production de combustibles nucléaires au profit de clients étrangers. Les quantités et origines destinées au fonctionnement du parc nucléaire français ne sont pas isolées.

En 2023, la France importe des matières nucléaires, à hauteur de 1,4 milliard d'euros, essentiellement de l'uranium naturel et de l'uranium enrichi, et en exporte à hauteur de 1,7 milliard d'euros (essentiellement de l'uranium enrichi).

En 2023, du fait de la hausse des prix de ce combustible, la facture en uranium naturel est multipliée par 2,7 après s'être repliée en 2022. L'approvisionnement en uranium naturel est diversifié avec des importations en provenance principalement du Kazakhstan, de la Namibie, du Niger et d'Australie en 2023 (*figure 2.1.4*). L'origine des importations varie selon les années.

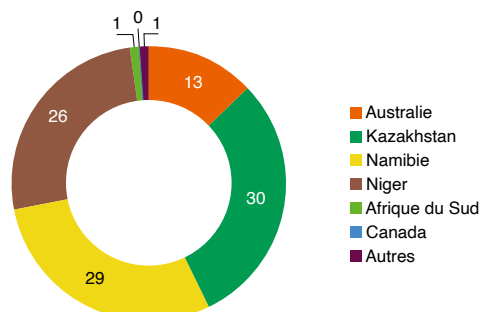
La France est exportatrice nette d'uranium enrichi (*figure 2.1.5*). Ses principaux clients sont les États-Unis, la Corée du Sud, la Suède, le Japon et le Royaume-Uni.

L'uranium appauvri, sous-produit de l'enrichissement de l'uranium, est principalement importé auprès de pays européens (Allemagne, Suède, Suisse).

La production de combustibles nucléaires sur le territoire diminue nettement en 2023 (- 19,9 % par rapport à 2022). Cette production est réalisée par Framatome (site de Romans-sur-Isère) en assemblant l'uranium enrichi par Orano sur le site de Pierrelatte avec des composants métalliques fabriqués en interne. Des assemblages combustibles sont également importés de Suède, du Royaume-Uni et d'Espagne.

Figure 2.1.4 : répartition des importations d'uranium en valeur par pays en 2023

En %



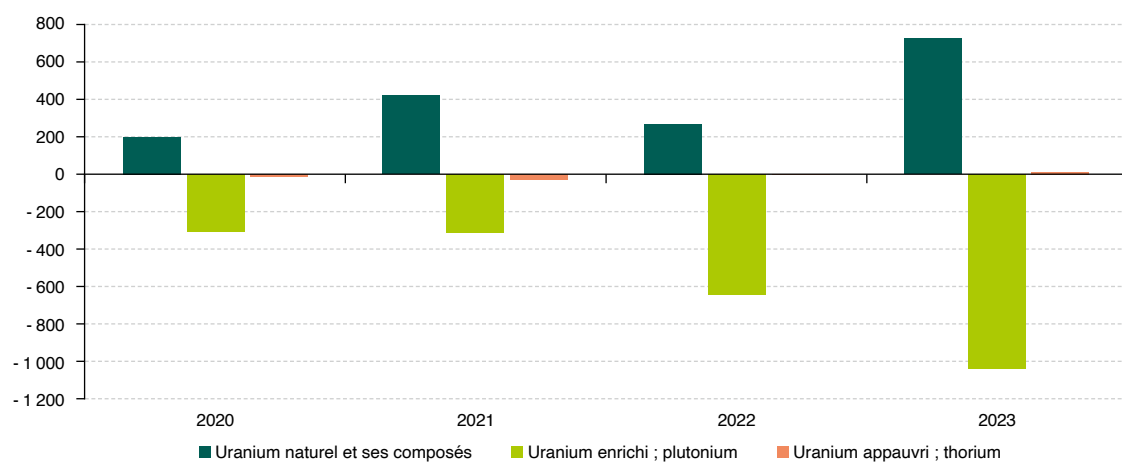
Source : DGDDI





Figure 2.1.5 : facture d'uranium

En millions d'euros



Source : DGDDI

2.2 La production primaire rebondit en 2023

2.2.1 COMBUSTIBLES FOSSILES

La production primaire d'énergie fossile en France est désormais marginale (*figure 2.2.1.1*). Elle s'élève à 10 TWh en 2023. 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, pour un quart d'une production d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) destinés à améliorer la qualité des carburants et des autres produits raffinés et pour moins de 2 % de gaz naturel.

En 2023, la production de pétrole brut sur le territoire français, hors additifs, s'élève à 584 500 tonnes, soit 0,6 Mtep (7 TWh) ; elle a été divisée par plus de cinq 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 2024, les réserves souterraines de pétrole brut (10,1 Mtep, soit 118 TWh) et d'hydrocarbures extraits du gaz naturel

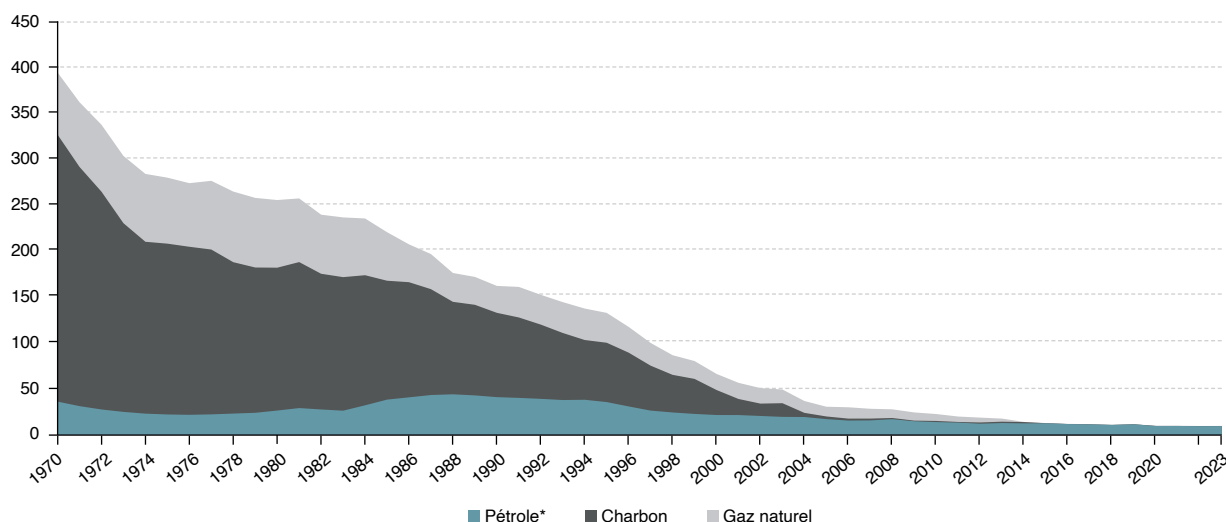
représentent environ 17 ans d'exploitation au rythme actuel (production hors additifs). Les additifs non bio représentent, ces dernières années, entre un sixième et un quart de la production primaire de pétrole (2,7 TWh en 2023).

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, hors biométhane, se limite à l'extraction de gaz de mine (grisou) du bassin du Nord-Pas-de-Calais. Celle-ci s'élève à 205 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) en 2023, soit 184 GWh PCI (pouvoir calorifique inférieur).

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.

Figure 2.2.1.1 : production primaire d'énergie fossile

En TWh



* Y compris des quantités de condensats à destination du raffinage et de la pétrochimie, d'additifs oxygénés (non issus de biomasse) et d'autres produits à distiller, à partir de 2011.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGEC, Charbonnages de France, SNET (Uniper), GRTgaz, TIGF (Teréga)

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Production toutes énergies fossiles	11,76	585	9,98	291	10,03	509	9,79	868	9,86	608
Production de pétrole*	11,59	581	9,80	288	9,80	500	9,59	846	9,68	594
Production de charbon	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Production de gaz naturel (grisou)	0,17	4	0,18	3	0,23	9	0,21	22	0,18	14

* La production de pétrole comprend la production d’additifs oxygénés non issus de biomasse.
Source : SDES, Bilan de l’énergie

La production primaire totale française d’énergie fossile représente en 2023 une valeur économique de 608 millions d’euros, soit 30 % de moins qu’un an auparavant (figure 2.2.1.2). Les prix des énergies fossiles, qui avaient nettement augmenté en 2022, en raison notamment de la guerre en Ukraine, refluent en effet en 2023 (cf. 1.2.1).

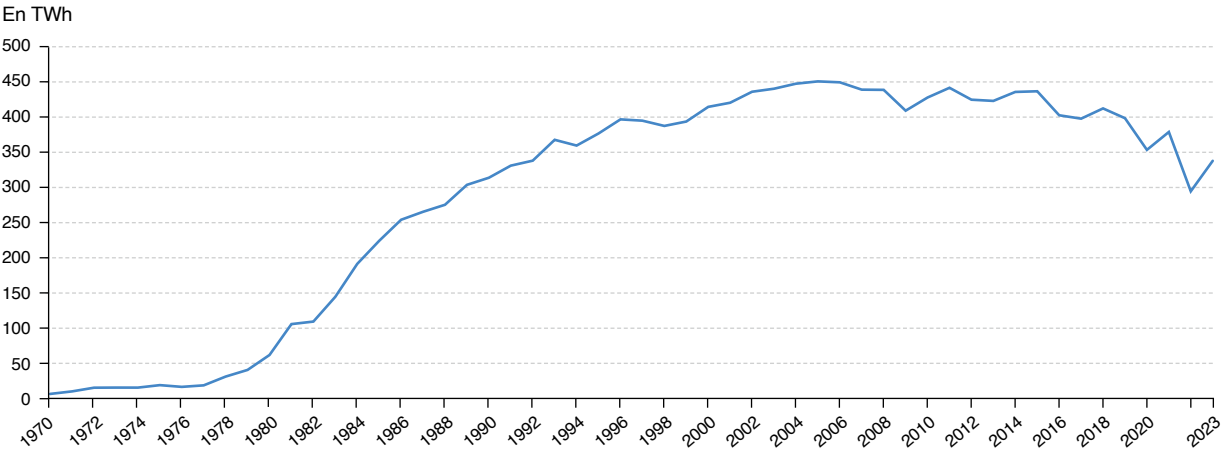
2.2.2 NUCLÉAIRE

En 2023, la France compte 56 réacteurs en service répartis sur 18 sites. La production d’énergie primaire du parc s’élève à 1 025 TWh en 2023. Elle correspond à la quantité totale de chaleur dégagée lors de la réaction de fission du combustible nucléaire. La production brute d’électricité des centrales nucléaires françaises s’élève, quant à elle, à 338 TWh en 2023 (figure 2.2.2.1). En effet, il faut en moyenne 3 unités de chaleur pour produire une unité d’électricité dans une centrale nucléaire, le solde constituant les pertes calorifiques liées à cette transformation.

Après avoir nettement diminué en 2022, la production nucléaire rebondit en 2023 (+ 14,7 %) en raison du redémarrage de plusieurs réacteurs affectés par le phénomène de corrosion

sous contrainte. La détection de ce phénomène affectant les circuits auxiliaires de refroidissement de la centrale de Civaux en fin d’année 2021 a en effet conduit à l’arrêt non prévu et prolongé de plusieurs réacteurs pour contrôle approfondi et réparations. Ces opérations ont été réalisées pour l’essentiel en 2022 et 2023 et se poursuivent, pour une part résiduelle, jusqu’en 2025. Malgré son rebond en 2023, la production nucléaire demeure inférieure à son niveau de 2021 et même de 2020, année durant laquelle le calendrier des opérations de maintenance avait pourtant été très perturbé par la crise sanitaire. En moyenne, les centrales ont été disponibles à hauteur de 67,3 % de leur capacité théorique en 2023 (figure 2.2.2.2). La disponibilité du parc nucléaire s’améliore nettement en 2023 par rapport à l’année précédente : les arrêts pour contrôler et traiter le phénomène de corrosion sous contrainte ont été moins nombreux et plus courts que l’année précédente, grâce notamment à l’optimisation des contrôles et au retour d’expérience des précédentes réparations. Les centrales ont été utilisées, lorsqu’elles étaient disponibles, à hauteur de 88,8 %. Les mouvements sociaux contre la réforme des retraites ont temporairement réduit la production nucléaire au printemps 2023.

Figure 2.2.2.1 : production brute d’électricité des centrales nucléaires



Source : EDF

partie 2 : l’approvisionnement énergétique

Figure 2.2.2.2 : disponibilité et utilisation du parc nucléaire
Coefficients exprimés en %

	2019	2020	2021	2022	2023
Coefficient de disponibilité Kd	74,0	71,9	72,9	58,1	67,3
Coefficient d'utilisation Ku	92,7	85,7	92,2	89,6	88,8

Note : 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. Le coefficient Ku reflète l'optimisation de la production et tient compte des contraintes environnementales, réglementaires et sociales.
Source : EDF, document d'enregistrement universel.

2.2.3 ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VALORISATION DES DÉCHETS

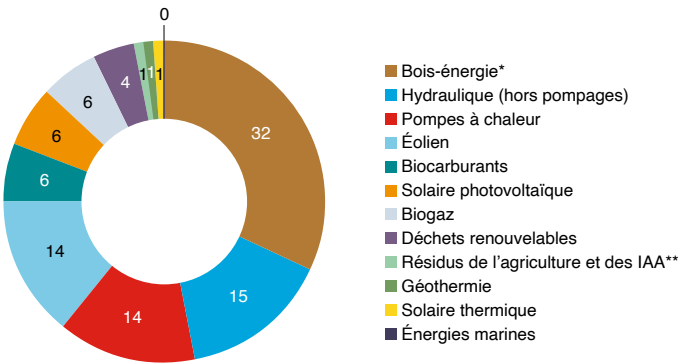
La production primaire d'énergie issue de ressources renouvelables s'établit à 366 TWh en 2023, en augmentation de 9,8 % par rapport à 2022 (figures 2.2.3.1 et 2.2.3.2). Cette augmentation est portée par la filière hydraulique (+ 24,5 %), du fait des conditions pluviométriques de 2023 proches de la moyenne après une année 2022 chaude et très sèche, et par la filière éolienne (+ 32,1 %), du fait du développement du parc et de conditions de vent favorables. De manière générale, la production augmente pour toutes les filières, à l'exception des biocarburants dont la production diminue de 2,7 %.

Le bois-énergie (y compris la liqueur noire utilisée dans

l'industrie papetière) demeure la première énergie renouvelable produite en France (32 % de la production nationale d'énergie renouvelable). Viennent ensuite l'électricité hydraulique (15 %), les pompes à chaleur (14 %), l'éolien (14 %), les biocarburants (6 %), le solaire photovoltaïque (6 %), le biogaz (6 %), la valorisation des déchets renouvelables (4 %), la valorisation des résidus de l'agriculture et de l'industrie agroalimentaire (1 %), la géothermie (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 386 TWh en 2023.

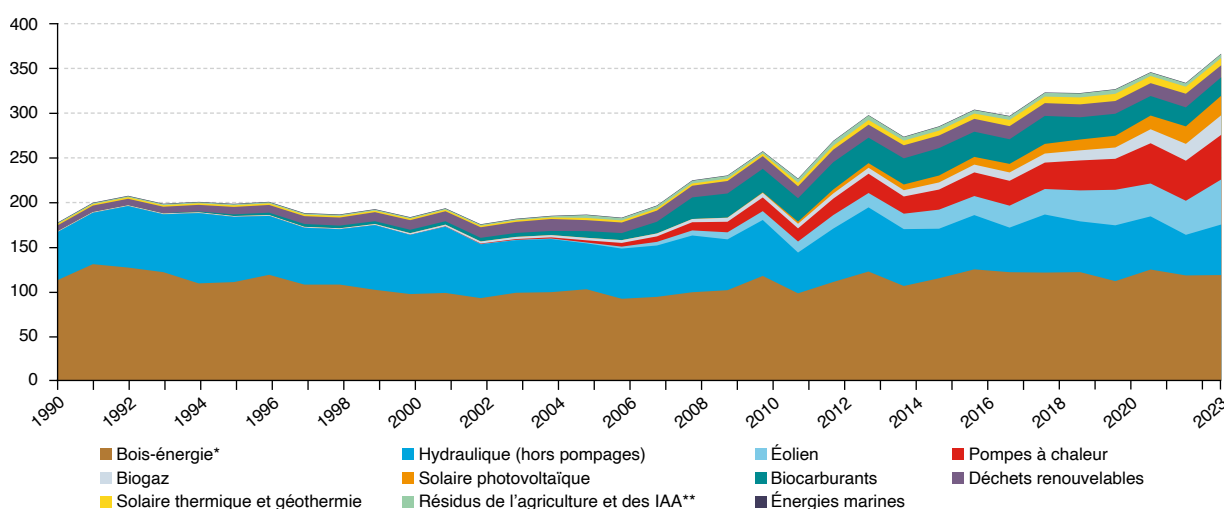
Figure 2.2.3.1 : part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2023 (366 TWh)
En %



* Y compris liqueur noire.
** Industries agroalimentaires.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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 DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Les **énergies renouvelables électriques** correspondent aux filières renouvelables de production primaire d'électricité (129 TWh en 2023). Par convention, la production primaire de ces filières est égale à leur production d'électricité. Elles regroupent 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 du niveau des réservoirs et, par conséquent, de la pluviométrie contemporaine et passée. L'essentiel de la production provient de grandes installations, situées le long du Rhin et du Rhône ainsi que dans les zones montagneuses.

Après une forte baisse en 2022 en raison de la sécheresse, la production hydraulique augmente en 2023 (+ 24,5 %) et atteint 57 TWh, ce qui est très proche de la moyenne de production (58 TWh de 2011 à 2022). La puissance installée du parc reste, quant à elle, quasiment constante depuis plusieurs années.

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 principale 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 depuis 2014.

Éolien

En 2023, la capacité installée sur le territoire continue d'augmenter (+ 11 %) avec la mise en service de deux nouveaux parcs en mer, l'un à Fécamp et l'autre à Saint-Brieuc (en plus de Saint-Nazaire en 2022). La production augmente encore davantage (+ 32 % entre 2022 et 2023) en raison de conditions de vent favorables. Elle s'établit à 50 TWh en 2023, dont 1,9 TWh en mer. La filière éolienne connaît un développement particulièrement rapide ces dernières années avec une augmentation de la puissance installée de 71 % depuis 2017, pour atteindre 23 GW en 2023, dont 1,5 GW d'éolien en mer.

Solaire photovoltaïque

La filière solaire photovoltaïque s'est développée particulièrement rapidement au cours de la décennie : la capacité installée sur le territoire, qui était inférieure à 9 GW en 2017, a plus que doublé et atteint 20 GW en 2023 (+ 15 % sur un an). Soutenue par la croissance du parc, la production progresse de 11,2 % par rapport à 2022, pour atteindre 21,8 TWh, alors que l'ensoleillement a été un peu moins généreux en 2023 qu'en 2022.

Les **énergies renouvelables thermiques et les déchets** (257 TWh en 2023) regroupent les filières pour lesquelles l'énergie est produite 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 2023, la production d'énergie primaire issue de biomasse solide augmente de 0,8 % (123 TWh). Néanmoins, cette légère augmentation ne permet pas d'atteindre le niveau de production de la seconde moitié des années 2010.

Le bois-énergie constitue plus de 96 % de la biomasse et est consacré à 58 % à l'usage résidentiel (*cf. 4.5*). Malgré une hausse de 0,4 % en 2023, liée à des températures légèrement plus froides, la consommation résidentielle est tendanciellement orientée à la baisse depuis 2010. La consommation par ménage diminue en effet régulièrement grâce à la performance croissante des appareils de chauffage au bois.

À l'inverse, dans le secteur de la transformation d'énergie, la consommation de biomasse progresse continuellement depuis 2005 (+ 1,6 % par rapport à 2022) ; elle est en effet de plus en plus utilisée dans les installations de cogénération et de production de chaleur.

Biogaz

Le biogaz est un gaz composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone produit par digestion anaérobie de matières organiques. La filière biogaz peut être décomposée en trois grandes sous-filières, segmentées selon l'origine des intrants : le biogaz issu de la méthanisation de déchets organiques ou végétaux bruts, le biogaz fabriqué à partir de boues de stations d'épuration des eaux usées (STEP) et le biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

En 2023, la production primaire de biogaz s'élève à 22 TWh, en augmentation par rapport à 2022 (+ 16,4 %).

Cette évolution s'inscrit dans une tendance continue à la hausse, amorcée en 2011. De 2011 à 2023, la production primaire de biogaz a en effet été multipliée par 4,2. 33 % de la production de biogaz (7,2 TWh) est valorisée pour produire de l'électricité. La puissance des installations raccordées au réseau électrique représente 0,6 GW en fin d'année 2023, en augmentation de 1,9 % par rapport à 2022. Par ailleurs, 30 % de la production de biogaz est dédiée à la production de chaleur (6,5 TWh). Enfin, l'épuration de biogaz en biométhane, afin d'être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel, constitue un débouché en forte croissance depuis quelques années. Ce mode de valorisation concerne en effet plus de 37 % de la production totale de biogaz en 2023, soit 8,2 TWh, en progression de 31 % par rapport à 2022 (*cf. 3.2*).

Biocarburants et autres bioliquides

La biomasse liquide, aussi appelée biocarburants ou bioliquides, est utilisée essentiellement pour la force motrice des véhicules (y compris les véhicules de chantier, agricoles, etc.). La France produit principalement du biodiesel (66,7 %) mais également des bioessences (32,9 %) et un peu de biokérosène (0,4 %).

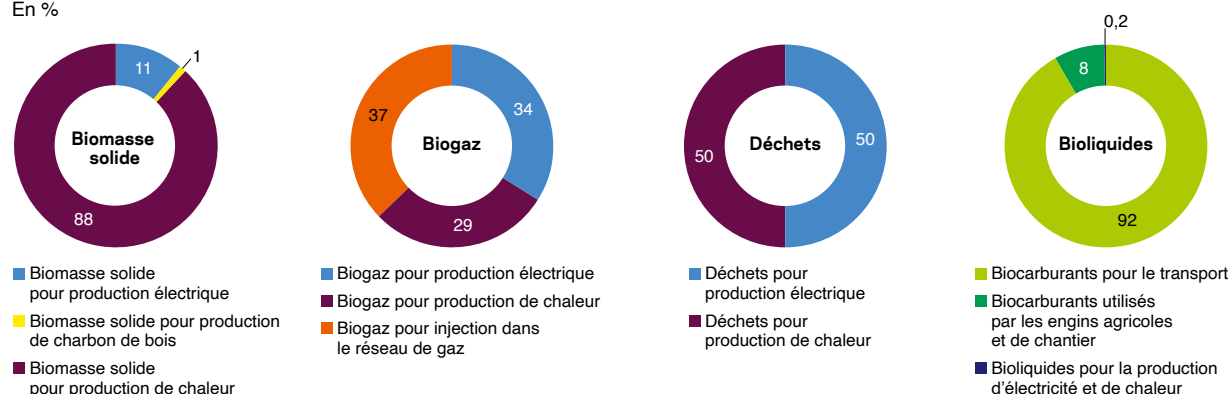
En 2023, la production nationale de biocarburants s'élève à 21 TWh, en baisse de 2,7 % par rapport à 2022. La production de biodiesel baisse en particulier de 4 % dans un contexte de hausse des coûts de production. La production de bioessences reste stable. Encouragée par une fiscalité incitative à l'incorporation de biocarburants, la production a connu une forte croissance au cours des années 2000, passant de 4 TWh en 2000 à 26 TWh en 2010. Depuis, la production a stagné, voire diminué, malgré la hausse progressive des objectifs d'incorporation.

Déchets

La production d'énergie primaire à partir de l'ensemble des déchets diminue de 9 % en 2023, pour s'établir à 33 TWh. 50 % de cette production est valorisée sous forme de chaleur. Seule la partie biodégradable des déchets est considérée comme relevant des énergies renouvelables. Par convention internationale, cette part est fixée à la moitié des déchets ménagers, soit 13,5 TWh en 2023. Les déchets non renouvelables recouvrent l'autre moitié des déchets ménagers ainsi que les déchets industriels ; ils s'élèvent à 19,5 TWh en 2023.

Figure 2.2.3.3 : les différents types de valorisation de la biomasse et des déchets en 2023

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 : SDES, Bilan de l'énergie

Solaire thermique

La production du parc des installations solaires thermiques est de 2,8 TWh en 2023, en hausse de 3,7 % sur un an. 43 % de cette production est réalisée dans les DOM en raison du fort ensoleillement de ces territoires, propice à l'installation de chauffe-eaux solaires. Le développement de la filière, très dynamique jusqu'au début des années 2010, a depuis ralenti. En métropole, ce sont essentiellement des projets de « grandes surfaces » solaires thermiques qui ont permis le développement de la filière ces dernières années, même si les installations individuelles sont de plus en plus demandées par les particuliers. Le marché du solaire hybride, combinant des panneaux solaires photovoltaïques avec du solaire thermique, s'est fortement développé entre 2015 et 2018 mais reste de niche depuis la fin du soutien de la filière par les aides à la rénovation énergétique.

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 production primaire géothermique s'élève à 5,3 TWh en 2023, en augmentation de 4 % sur un an.

La géothermie dite de « basse énergie » exploite des aquifères d'une profondeur de plusieurs centaines de mètres (entre 30 °C et 90 °C) 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 « haute énergie » est également exploitée par quelques installations isolées, telles des piscines, des serres ou encore des bassins de pisciculture. La production primaire de cette filière s'élève à 4,1 TWh en 2023.

À l'inverse, la géothermie dite de « haute énergie » (ou « haute température ») est principalement utilisée pour produire de l'électricité. Elle exploite des aquifères ou des gisements rocheux situés entre 1 500 et 5 000 mètres de profondeur, atteignant une température supérieure à 150 °C. Elle concerne un site en métropole, à Soultz-sous-Forêts (Alsace), et un autre à Bouillante, en Guadeloupe. Les sites exploitant cette technologie ont produit 0,12 TWh d'électricité en 2023. Leur production primaire, valant par convention dix fois la production d'électricité, atteint 1,2 TWh en 2023.

Pompes à chaleur

Les pompes à chaleur (PAC) 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). Seule la chaleur renouvelable estimée à partir de la puissance et de la performance des équipements est retracée en production primaire d'énergie pour ne pas comptabiliser l'électricité utile au fonctionnement de ces équipements.

Le parc de pompes à chaleur installées en France continue de croître en 2023 (+ 9,4 %). Son développement est notamment stimulé par les aides à la rénovation énergétique (MaPrimeRénov et certificats d'économie d'énergie notamment). La production de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur s'établit à 50 TWh en 2023, en augmentation de 11,4 %.

2.3 La facture énergétique de la France est divisée par deux

2.3.1 PÉTROLE BRUT ET RAFFINÉ

Commerce extérieur de pétrole brut

L'activité de raffinage, qui utilise la quasi-totalité de pétrole brut importé ou produit pour une quantité marginale sur le territoire, continue de progresser en 2023 (cf. 3.1). Les importations de pétrole brut augmentent ainsi par rapport à 2022, à 46,5 Mtep (+ 10,7 %, figure 2.3.1.1). Après avoir chuté en 2020 en raison de la crise sanitaire, elles progressent depuis 2021 avec le redémarrage des installations, la crise énergétique et l'embargo sur le pétrole russe. En effet, les menaces sur l'approvisionnement puis l'embargo sur les produits pétroliers raffinés russes, et en particulier

le gazole, ont stimulé l'activité des sites de raffinage pour répondre à la demande intérieure. Malgré ce regain, l'activité de raffinage en France est nettement moindre qu'il y a une quinzaine d'années. Les importations de pétrole brut ont ainsi baissé de 45 % depuis 2008 et de 21 % depuis 2012.

La facture correspondante de la France s'établit à 27,3 Md€ en 2023 (cf. 1.2). Elle recule de 18,0 %, mais reste au-dessus de son niveau de 2019 (24,1 Md€₂₀₂₃). Elle avait quasiment doublé en 2022, en raison principalement du renchérissement marqué des produits lié à la guerre en Ukraine, et avait atteint sa valeur la plus haute depuis la baisse mondiale des prix pétroliers en 2014.

Figure 2.3.1.1 : importations de pétrole brut*

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃
Importations	49,7	24 120	33,9	10 749	34,7	17 106	42,1	33 246	46,5	27 266

* 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.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

En 2023, la France achète plus de la moitié de son pétrole brut auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) avec 53,7 %, contre 48,5 % en 2022 (figure 2.3.1.2).

Les États-Unis restent le premier fournisseur de la France avec 7,8 Mtep, soit 16,7 % du total. Ils devancent ainsi le Nigeria, puis le Kazakhstan, qui représentent chacun 12 % du total. Les importations depuis la Russie, en troisième position en 2019 (2,2 Mtep), ont cessé en 2023. En effet,

un embargo sur le pétrole brut russe importé par voie maritime est entré en vigueur le 5 décembre 2022.

Globalement, la part de l'Europe orientale dans les importations de pétrole brut diminue nettement : - 6 points en un an et - 17 points par rapport à 2019. Celle de la mer du Nord baisse également (- 2 points).

À l'inverse, la part des importations en provenance d'Afrique (+ 3 points), du Moyen-Orient (+ 2 points) et d'Amérique du Nord (+ 2 points) progresse.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Figure 2.3.1.2 : origine des importations de pétrole brut*

En Mtep

	1973		1979	1990	2000	2010	2019	2020	2021	2022	2023	
		En %										En %
Grandes zones												
Moyen-Orient	98,5	71,4	96,6	32,4	32,3	11,4	10,4	5,3	5,1	6,4	8,0	17,2
Afrique du Nord	18,7	13,5	9,7	7,3	6,4	12,4	8,6	4,4	7,5	6,3	8,6	18,4
Afrique subsaharienne	15,3	11,1	11,2	14,1	7,7	8,7	8,0	5,9	5,4	8,9	9,6	20,6
Mer du Nord**	0,2	0,1	4,3	10,7	32,6	10,9	3,8	4,4	3,6	4,6	4,3	9,3
Europe orientale***	3,4	2,5	5,1	6,4	8,2	21,5	14,6	8,9	7,9	8,1	5,9	12,8
Amérique du Nord	-	-	-	2,5	-	-	3,8	4,3	4,9	6,6	8,1	17,3
Autres	1,8	1,3	1,7	1,6	0,3	0,9	0,6	0,7	0,4	1,1	2,1	4,5
Total	137,9	100,0	128,6	75,0	87,6	65,7	49,7	33,9	34,7	42,1	46,5	100,0
dont Opep****	130,5	94,7	114,3	43,9	40,7	28,2	25,8	14,3	17,3	20,4	25,0	53,7
Opep hors Irak	111,5	80,8	91,1	40,8	33,4	25,7	23,0	13,3	14,9	18,1	21,5	46,1
Principaux fournisseurs												
États-Unis				-	-	-	3,8	4,3	4,5	6,2	7,8	16,7
Nigeria	12,9	9,3	9,8	3,2	4,9	2,9	6,1	3,3	4,0	4,2	5,8	12,4
Kazakhstan	-	-	-	-	2,1	7,0	6,9	5,5	4,6	5,7	5,6	12,0
Algérie	11,3	8,2	5,2	3,1	3,5	0,9	5,8	3,5	4,0	3,7	4,5	9,6
Libye	6,6	4,8	4,1	3,0	2,5	10,5	2,6	0,9	3,4	2,6	4,1	8,7
Irak	19,1	13,8	23,2	3,1	7,4	2,4	2,8	1,0	2,4	2,3	3,5	7,6
Arabie saoudite	30,8	22,4	45,3	15,5	15,6	6,1	7,4	4,0	2,7	3,4	3,5	7,5
Norvège	0,2	0,1	1,6	6,0	21,6	7,2	3,2	3,6	2,4	3,4	3,4	7,2
Angola	-	-	-	2,8	1,9	3,5	0,9	1,4	0,4	3,0	2,2	4,8
Brésil	-	-	-	-	0,1	0,7	0,4	0,3	0,1	0,8	1,0	2,2
Royaume-Uni	-	-	2,7	4,8	10,1	3,4	0,6	0,8	1,2	1,2	1,0	2,1
Azerbaïdjan	-	-	-	-	0,6	3,2	1,4	0,5	0,2	0,2	0,4	0,8
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	0,6	-	-	0,3	0,3	0,2	0,4
Ghana	-	-	-	-	-	-	0,4	0,1	-	-	0,1	0,3
Russie	-	-	-	-	5,1	11,3	6,3	3,0	3,1	2,2	-	-
Iran	11,1	8,0	8,0	9,2	5,3	1,8	-	-	-	-	-	-
Congo	1,0	0,7	-	0,9	0,0	1,3	-	-	-	-	-	-
Mexique	-	-	-	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-

* 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.

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

*** Azerbaïdjan, Géorgie, Kazakhstan, Russie, Turkménistan, Ukraine.

**** Opep : en 2023 : Algérie, Angola, Arabie saoudite, Congo, Émirats arabes unis, 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 DROM.

Source : SDES, enquête auprès des raffineurs

Commerce extérieur de produits raffinés

Les importations de produits raffinés reculent fortement pour la deuxième année consécutive (- 8,1 %, après - 9,9 % en 2022), pour s'établir à 38,0 Mtep en 2023, en lien avec la croissance de l'activité de raffinage (figure 2.3.1.3).

La hausse de l'activité de raffinage entraîne une augmentation des exportations en 2023 (+ 6,1 % par rapport à 2022), à 14,7 Mtep. Les quantités exportées demeurent toutefois très inférieures à leur niveau de 2019 (- 15,7 % sur quatre ans).

Ainsi, le solde importateur de la France en produits raffinés se réduit, à 23,3 Mtep, le niveau le plus faible enregistré depuis 2018.

Après son record historique de 2022 dû à la très forte hausse des prix des produits pétroliers sur les marchés, la valeur monétaire des importations de produits raffinés s'élève à 29,3 Md€ en 2023. Elle diminue de 28,7 %. En euros constants, elle reste supérieure de 6,9 % à son niveau de 2019. La valeur des exportations s'est aussi nettement réduite, à 12,7 Md€ (- 15,2 % en un an et + 5,0 % par rapport à 2019 en euros constants). Ainsi, les échanges extérieurs de produits raffinés contribuent à hauteur de 16,6 Md€ au déficit commercial de la France, contre 26,1 Md€ en 2022. La facture s'est fortement allégée en 2023 (- 36,4 %) sous l'effet de la baisse des prix. Elle reste néanmoins supérieure à celle de 2019 (+ 1,3 Md€, soit + 8,4 %).

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Figure 2.3.1.3 : solde importateur des produits raffinés

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃
Importations	45,6	27 408	43,7	18 035	45,8	26 272	41,3	41 078	38,0	29 298
Gazole routier	20,1	12 602	20,0	8 137	21,1	11 516	19,4	20 109	17,1	13 400
Fioul domestique et autres gazoles	4,6	2 724	4,9	1 909	3,9	2 057	2,6	2 589	3,0	2 344
Supercarburants*	1,6	1 021	1,4	637	2,7	1 716	3,1	3 256	2,7	2 191
Jet kérosène	6,2	3 906	4,1	1 590	5,1	2 882	5,7	6 124	5,7	4 611
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	3,7	1 316	3,3	1 048	3,6	1 745	3,4	1 994	3,2	1 447
Fioul lourd	2,8	1 351	1,9	718	1,5	728	1,6	1 113	1,3	848
Produits non énergétiques**	5,3	3 286	6,7	2 992	6,7	4 461	4,4	4 396	3,8	3 304
Autres***	1,4	1 202	1,1	1 005	1,4	1 168	1,1	1 497	1,1	1 154
Exportations	17,4	12 096	12,8	7 393	12,6	10 108	13,8	14 973	14,7	12 702
Gazole routier	0,3	247	0,4	307	0,6	587	0,6	1 009	0,8	899
Fioul domestique et autres gazoles	2,3	1 246	1,2	426	0,9	497	0,8	787	1,3	909
Supercarburants*	2,8	1 575	2,3	774	2,2	1 286	1,8	1 590	1,6	1 139
Jet kérosène	1,8	1 066	1,5	538	1,7	945	1,1	1 419	1,2	1 023
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	1,0	472	1,0	372	1,0	574	1,2	832	0,9	491
Fioul lourd	3,7	1 544	2,5	706	2,6	1 147	3,5	2 312	3,4	1 705
Produits non énergétiques**	4,6	3 508	2,9	2 169	2,5	2 766	3,7	4 287	4,6	4 290
Autres***	1,0	2 440	1,1	2 101	1,0	2 305	1,1	2 739	0,8	2 246
Solde importateur	28,2	15 311	30,9	10 642	33,2	16 164	27,5	26 104	23,3	16 596
Gazole routier	19,8	12 355	19,7	7 831	20,4	10 928	18,8	19 100	16,3	12 501
Fioul domestique et autres gazoles	2,4	1 479	3,7	1 483	3,0	1 559	1,9	1 802	1,7	1 435
Supercarburants*	- 1,2	- 554	- 0,9	- 137	0,5	430	1,3	1 667	1,1	1 052
Jet kérosène	4,4	2 840	2,6	1 052	3,4	1 937	4,5	4 706	4,5	3 588
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,7	845	2,4	676	2,6	1 171	2,2	1 162	2,4	956
Fioul lourd	- 0,9	- 193	- 0,6	12	- 1,1	- 419	- 1,9	- 1 199	- 2,1	- 857
Produits non énergétiques**	0,7	- 222	3,9	823	4,1	1 695	0,7	109	- 0,9	- 987
Autres***	0,4	- 1 238	0,1	- 1 097	0,4	- 1 137	0,0	- 1 242	0,3	- 1 092

* 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 : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI

La France achète principalement du gazole, qui regroupe le gazole routier et non routier, ce dernier produit étant utilisé pour certains engins mobiles non routiers et pour les tracteurs agricoles, avec les mêmes spécifications que celles du gazole routier, excepté sa coloration. Les importations de ce produit, déduction faite des volumes exportés, représentent 16,3 Mtep en 2023, pour une dépense nette correspondante de 12,5 Md€. La France est également importatrice nette de kérosène (4,5 Mtep), de gaz de pétrole liquéfié (GPL, 2,4 Mtep), de fioul domestique et autres gazoles (1,7 Mtep) et, depuis 2021, de supercarburants (1,1 Mtep). À l'inverse, elle est devenue depuis quelques années exportatrice nette de fioul lourd car la demande intérieure pour ce produit décline régulièrement. Ce combustible permet d'alléger sa facture de 0,9 Md€.

Les évolutions par produit sont assez contrastées : les importations de gazole et de naphta chutent de 11,7 %, celles de GPL de 5,0 %. Les achats de supercarburants

reculent de 14 % pour revenir à leur niveau de 2021 (2,7 Mtep), tandis que ceux de fioul lourd se replient de 17 %, à 1,3 Mtep. Les achats de carburateurs augmentent légèrement, de 0,6 % sur un an, sans toutefois retrouver leur niveau de 2019 (- 8,2 %). À l'inverse, les livraisons de fioul domestique et autres gazoles progressent fortement, à 3,0 Mtep (+ 14,9 %).

En 2023, la part de la Russie dans les importations de produits pétroliers raffinés (16 % en 2022) est devenue quasi nulle (figure 2.3.1.4) en application des sanctions économiques liées à la guerre en Ukraine. Ainsi, la répartition des provenances géographiques des produits pétroliers est nettement modifiée en 2023.

Les produits raffinés importés par la France proviennent pour près de la moitié d'Europe (47 %, soit 10 points de plus qu'en 2022). Les parts de l'Arabie saoudite (11 %) et des États-Unis (8 %) sont stables.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Le gazole routier provient en 2023 pour 43 % d'Europe (+ 16 points). La Russie, premier fournisseur de ce produit en 2022, avec 6,2 Mtep, soit 32 % du marché, ne représente plus que 0,3 % des importations. Le Moyen-Orient fournit 38 % du total (+ 9 points), dont 22 % depuis l'Arabie saoudite, tandis que l'Inde en représente 7 %.

Depuis plusieurs années, le kérosène est acheminé en grande partie depuis le Moyen-Orient, avec 40 % des importations en 2023, comme en 2022. 18 % proviennent d'Inde alors que 10 % proviennent d'Europe. Le GPL est, quant à lui, importé principalement des États-Unis (1,2 Mtep, 38 %), d'Algérie (30 %), du Royaume-Uni (16 %) et de Norvège (9 %).

L'essentiel des quantités de supercarburants importées provient d'Europe (85 % en 2023). Enfin, le naphta est d'abord livré depuis l'Europe (50 % du total), puis d'Algérie (33 %, + 22 points sur un an) et des États-Unis (8 %).

l'Union européenne (76 %). C'est également le cas du naphta (79 % vers l'Europe et 19 % vers les États-Unis).

Les produits livrés vers les États-Unis représentent 9 % des quantités exportées en 2023 (7 % en 2022). En particulier, 41 % des quantités de supercarburants y sont exportées.

Stocks pétroliers

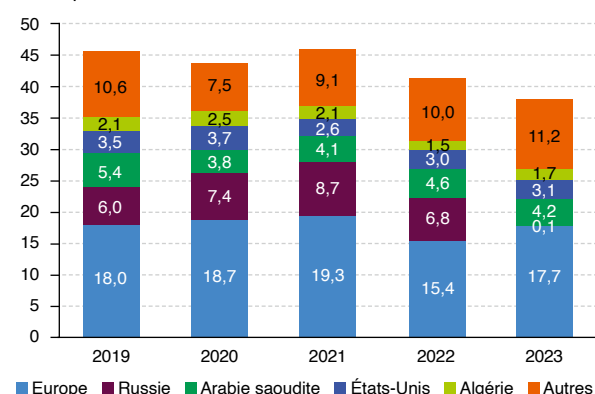
Entre fin 2022 et fin 2023, les stocks français de pétrole brut et d'autres intrants du raffinage augmentent de 0,2 Mtep, pour s'établir à 7,2 Mtep en fin d'année (6,4 Mtep de pétrole brut et 0,8 Mtep de charges de raffinage). Les stocks de produits raffinés diminuent légèrement en 2023, à 12,7 Mtep (- 1,8 %, - 7,7 % sur quatre ans).

L'essentiel de ces stocks correspond aux obligations de stockage stratégique de produits pétroliers devant couvrir au minimum 90 jours d'importations nettes.

2.3.2 GAZ NATUREL

Figure 2.3.1.4 : importations de produits pétroliers raffinés par pays de 2019 à 2023

En Mtep



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI

Les exportations continuent de croître à un rythme soutenu en 2023 (+ 6,1 %, après + 9,9 % en 2022). Leur dynamisme s'explique surtout par les ventes de naphta (+ 36,8 %, à 3,2 Mtep). Les livraisons de gazole et de fioul domestique ont également fortement augmenté (+ 56,8 %, à 2,2 Mtep). Les exportations de kérosène ont crû de 6,0 %, à 1,2 Mtep.

À l'inverse, les ventes de supercarburants continuent de chuter en 2023 (- 13,0 %, après - 17,7 % en 2022). Les exportations de GPL passent de 1,2 Mtep en 2022 à 0,9 Mtep en 2023 (- 28,2 %). Celles de fioul lourd, revenues en 2022 à leur niveau de 2019, se replient aussi en 2023 mais à un rythme moins élevé (- 2,7 %).

Près des trois quarts des exportations françaises de produits raffinés sont à destination de l'Europe en 2023. Le fioul lourd en particulier est acheminé pour l'essentiel dans

Les importations de gaz naturel arrivent en France métropolitaine essentiellement sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs, terrestres ou sous-marins, ou sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) par méthanier. Les importations, hors transit via gazoduc, de gaz naturel sur le territoire s'élèvent à 532 TWh PCS en 2023, un niveau comparable à celui de 2021 et en diminution de 17 % par rapport à 2022 (figure 2.3.2.1). La baisse des prix (cf. 1.3.1) entraîne une forte diminution du coût des importations, qui s'établit à 36,3 Md€ en 2023 (- 40,9 % en euros constants par rapport à 2022).

En raison de la modération de la demande de gaz naturel en 2023 et du haut remplissage des stocks en début d'année, les importations de gaz naturel reculent en 2023. Les importations par gazoduc diminuent ainsi de 18,2 %, à 217 TWh. Elles sont réalisées aux points d'interconnexion du réseau (PIR) de gazoducs de France métropolitaine avec les réseaux étrangers : Dunkerque depuis la Norvège (69 % des entrées brutes), Taisnières (L) depuis les Pays-Bas (10 %), Virtualys depuis la Belgique (7 %), Pirineos depuis l'Espagne (14 %) et autres (0,6 %). Les importations de GNL diminuent aussi nettement (- 16 %) et s'élèvent à 315 TWh en 2023. Le GNL regazéifié représente 59 % des entrées de gaz naturel, en hausse de 0,7 point par rapport à l'année précédente. Le terminal méthanier de Dunkerque réceptionne 39 % des importations de GNL, les deux terminaux de Fos-sur-Mer en reçoivent 32 % et celui de Montoir-de-Bretagne 27 %. Mis en fonction en octobre 2023, le terminal flottant du Havre réceptionne 1 % des importations de GNL en 2023. 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 (il s'agit de GNL dit « porté » ou de détail). Les volumes correspondants sont relativement faibles et restent stables par rapport à 2022 (2,1 TWh).

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Les sorties du territoire, sous forme gazeuse, s'effectuent aux points d'interconnexion avec les réseaux des pays voisins, principalement suisse (PIR Oltingue et Jura), espagnol (PIR Pirineos) et belge (PIR Virtualys). Les exportations diminuent par rapport à l'année précédente (- 9,0 % en 2023), mais restent à un niveau historiquement élevé. En effet, les quantités entrées sous forme de GNL et regazéifiées sont comptabilisées en exportation lorsqu'elles sont destinées à un autre pays alors qu'elles seraient exclues des importations

si elles transitaient par le réseau sous forme gazeuse (transit). Ce sont ainsi 156 TWh de gaz qui ont été réexportés en 2023, hors transit, pour une recette correspondante s'élevant à 10,0 Md€.

Le solde importateur de la France en gaz naturel, net des exportations, diminue de 19,6 % en 2023, pour atteindre 377 TWh. En lien avec la nette baisse des prix du gaz, la facture correspondante diminue fortement, de moitié, pour s'établir à 26,3 Md€ en 2023.

Figure 2.3.2.1 : solde importateur de gaz naturel

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃
Importations	612,2	11 803	521,0	6 704	521,8	17 775	639,5	61 379	532,4	36 281
Selon la forme de gaz										
Gaz sous forme gazeuse	376,5	7 423	324,2	4 105	337,2	12 215	265,3	27 554	217,0	21 051
GNL** regazéifié	233,6	4 342	194,8	2 573	182,4	5 498	371,8	33 609	313,3	15 126
GNL** porté	2,1	38	2,0	27	2,1	63	2,4	215	2,1	103
Selon le type de contrat										
Court terme	182,8	n.d.	149,6	n.d.	131,5	n.d.	215,5	n.d.	160,8	n.d.
Moyen et long terme	429,4	n.d.	371,4	n.d.	390,2	n.d.	424,0	n.d.	371,7	n.d.
Exportations	105,4	2 038	93,9	1 071	62,0	1 861	171,3	11 334	155,9	10 006
Solde échanges extérieurs	506,8	9 765	427,1	5 633	459,7	15 914	468,2	50 045	376,5	26 274

* 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 n'incluent pas le gaz transitant sur le territoire national. Le transit de gaz gazeux déclaré par les fournisseurs a été exclu conformément aux conventions internationales pour les données annuelles ; les importations et exportations ont été révisées à la baisse ; le solde est inchangé. 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 (- 1,2 TWh en 2023).

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, Teréga, les fournisseurs de gaz, DGDDI

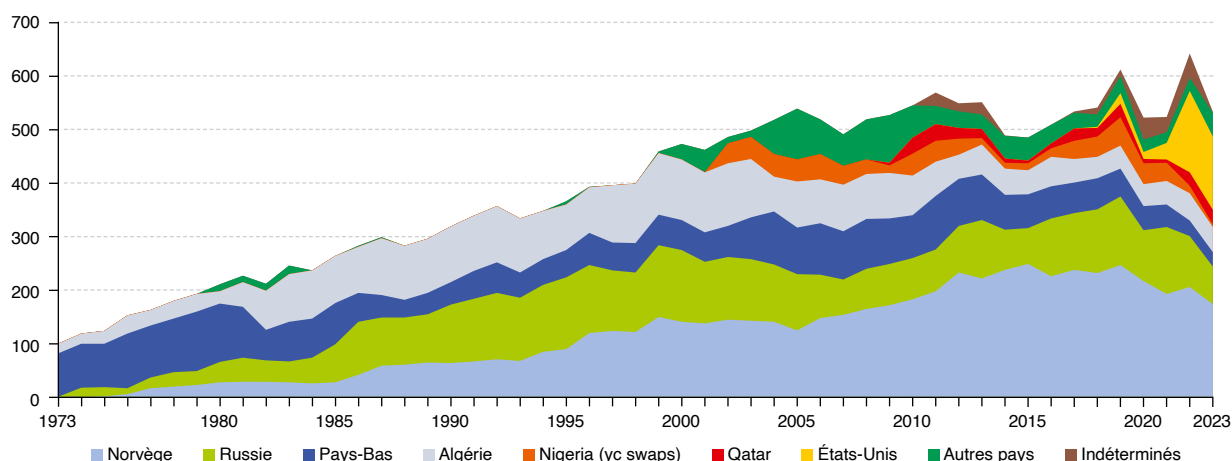
Les exportations de gaz russe à travers le gazoduc Nordstream ont été arrêtées dès août 2022. Cela a profondément modifié l'origine des importations depuis 2022 (figure 2.3.2.2). La Norvège est le principal fournisseur de la France en 2023 (33 % du total des importations), suivie par les États-Unis (26 %). Les autres pays fournisseurs sont la Russie (13 %), l'Algérie (9 %), les autres pays (8 %), les Pays-Bas (5 %), le Qatar (5 %) et le Nigeria (1 %). Pour 0,4 % des entrées brutes, correspondant essentiellement à du GNL vendu sur les marchés, l'origine du gaz est indéterminée. La France a nettement diversifié ses approvisionnements à travers l'augmentation des importations de GNL. Grâce à ces ports méthaniers, la France dispose d'un accès au marché mondial du GNL.

La forte diminution des importations françaises de gaz naturel en 2023 est portée par la baisse des importations en provenance de la Norvège (- 15 %, - 4,9 points sur l'évolution des importations), de la Russie (- 26 %, - 3,9 points), des États-Unis (- 9 %, - 2,2 points), du Nigeria (- 63 %, - 1,3 point), d'Algérie (- 8 %, - 0,6 point) et des Pays-Bas (- 7 %, - 0,3 point). À l'inverse, les importations en provenance du Qatar progressent (+ 8 %, + 0,3 point). Signe d'une diversification accrue des approvisionnements, la part des achats auprès d'autres pays augmentent (+ 81 %, + 3,1 points sur l'évolution du solde global). La part relative du GNL pour lequel le lieu de production ne peut pas être tracé diminue très nettement pour devenir très faible (- 95 %, - 6,1 points).

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Figure 2.3.2.2 : origine des importations de gaz naturel

En TWh PCS*



* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

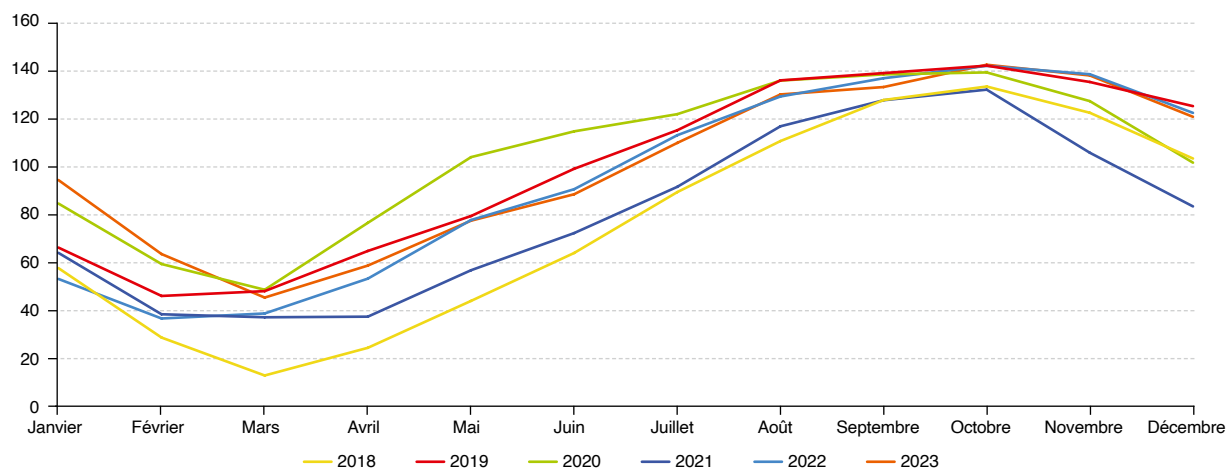
Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête mensuelle sur la statistique gazière

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. Les stocks utiles s'élèvent à 121 TWh fin 2023, en baisse de 2 TWh par rapport à la fin 2022. Un remplissage complet des infrastructures de stockage de gaz naturel a été observé fin octobre 2023.

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 : SDES, Bilan de l'énergie, enquête mensuelle sur la statistique gazière

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Figure 2.3.2.4 : variations de stocks de gaz naturel

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃
Variations de stocks	- 21,8	- 429,9	23,6	299,0	18,3	659,6	- 39,0	- 4 034,4	1,6	101,0

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Note : les variations de stocks sont comptées positivement en cas de déstockage, négativement en cas de stockage. La dépense associée correspond à la valorisation de la quantité physique de variation des stocks (+ 1,6 TWh entre fin décembre 2022 et fin décembre 2023) avec un prix dérivé des importations de GNL.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête mensuelle sur la statistique gazière

2.3.3 CHARBON

Tous produits confondus, les importations de charbon, nettes des (faibles) volumes exportés, s'élèvent à 52,1 TWh en 2023 (figure 2.3.3.1). Elles diminuent de 26 % par rapport à 2022 et de 39 % par rapport à 2019, et atteignent ainsi leur plus bas niveau depuis plusieurs décennies.

L'approvisionnement de la France en charbon primaire repose presque exclusivement sur ses importations, qui s'élèvent à 6,0 millions de tonnes (Mt), soit 46,5 TWh, en 2023. La majeure partie de ces importations vise à répondre aux besoins d'un nombre limité de consommateurs, notamment des établissements de la filière sidérurgique et des centrales électriques à charbon qui, dans un contexte de décarbonation de la production électrique, sont de moins en moins sollicitées.

La France importe par ailleurs de faibles volumes de charbon dérivé. 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. Les importations de coke ont de nouveau chuté en 2023, à 5,6 TWh. Elles avaient triplé en 2021 puis avaient peu diminué en 2022 afin de compenser la chute de production intérieure de coke due à la fermeture ou l'indisponibilité de fours à coke dans les usines sidérurgiques (cf. 3.3).

La facture charbonnière de la France chute nettement (- 40 % en un an) du fait de la forte diminution des prix (cf. 1.4), et s'établit ainsi à 2,0 Md€ en 2023. Si le charbon dérivé ne représente que 11 % des quantités importées, il pèse davantage dans la facture (18 %) en raison de prix bien plus élevés que ceux du charbon primaire.

Figure 2.3.3.1 : solde importateur de produits charbonniers

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Importations	84,8	1 855	59,3	937	72,2	1 497	70,7	3 270	52,1	1 962
Charbon primaire	79,6	1 619	55,4	802	60,2	1 026	60,7	2 574	46,5	1 613
Charbon dérivé	5,2	237	4,0	135	12,0	471	10,0	696	5,6	349
Exportations	0,0	1	0,1	3	0,0	1	0,1	3	0,0	1
Charbon dérivé	0,0	1	0,1	3	0,0	1	0,1	3	0,0	1
Solde importateur	84,7	1 854	59,2	934	72,1	1 496	70,6	3 267	52,1	1 961
Charbon primaire	79,6	1 619	55,4	802	60,2	1 026	60,7	2 574	46,5	1 613
Charbon dérivé	5,2	236	3,9	132	11,9	470	9,9	693	5,6	349

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie

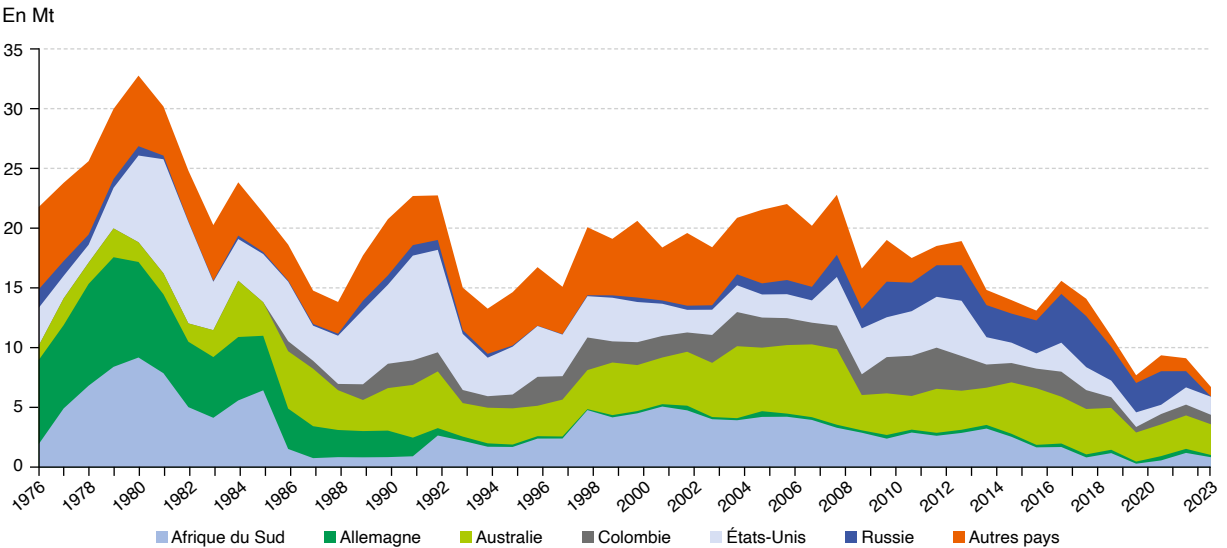
partie 2 : l’approvisionnement énergétique

Les principaux fournisseurs de charbon de la France demeurent les mêmes depuis plusieurs années (figure 2.3.3.2). L’Australie reste au premier rang en 2023, avec 20,4 TWh (2,6 Mt), suivie par les États-Unis (12,1 TWh). Les parts de ces pays ont augmenté respectivement de 8 % et 6 %.

L’Afrique du Sud gagne de nouveau un rang en fournissant

6,2 TWh. Enfin, la Colombie produit 11 % du charbon livré en France, avec 5,7 TWh. Les importations depuis la Russie ont fortement diminué en 2022 en raison de l’embargo européen consécutif à l’invasion de l’Ukraine et sont devenues quasiment nulles en 2023. Elles s’élèvent à 0,12 TWh en 2023, contre 10,5 TWh en 2022 et 21,2 TWh en 2021.

Figure 2.3.3.2 : origine des importations de charbon



Note : l’Allemagne comprend l’ex-RDA depuis 1991.
À partir de 2011, il s’agit des importations nettes des réexportations pour le charbon primaire.
Champ : jusqu’à l’année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
Source : SDES, Bilan de l’énergie

Fin 2023, les opérateurs ont globalement puisé dans les stocks de produits charbonniers, à hauteur de 0,2 TWh (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 électriques ayant diminué (cf. 4.4), l’autonomie correspondant à leurs stocks a augmenté par rapport à fin décembre 2022 (27 mois au rythme actuel annualisé de la consommation, soit 17 mois de plus qu’en 2022, et 13 mois de moins qu’en 2019).

Figure 2.3.3.3 : variations de stocks de produits charbonniers

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Variations de stocks	0,4	- 11	2,3	25	7,9	113	- 2,7	- 148	0,2	- 16
Charbon primaire	0,7	3	2,4	33	7,8	109	- 2,1	- 110	0,6	4
Charbon dérivé	- 0,3	- 13	- 0,2	- 8	0,1	5	- 0,7	- 38	- 0,4	- 19

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.
Source : SDES, Bilan de l’énergie

2.3.4 BOIS-ÉNERGIE

Exportatrice nette de bois-énergie jusqu’en 2015, la France enregistre depuis plusieurs années un déficit commercial pour ce combustible. Ainsi, en 2023, les achats français, nets des quantités exportées, ont augmenté de 35 % en volume (2,6 TWh), et de 11 % en valeur, après avoir doublé en 2022. Ils atteignent 250 M€ en 2023 (*figure 2.3.4.1*). La France exporte en majorité du bois de chauffage (45 % des exportations en quantité) et des sciures et déchets de bois (43 % des exportations) - (*figure 2.3.4.2*). À l’inverse, elle importe majoritairement des granulés de bois (87 % des importations

en quantité, soit 5 points de plus qu’en 2022). Ces derniers, du fait de leur pouvoir calorifique élevé et de leur facilité d’utilisation, sont vendus en général à des prix plus élevés que le bois de chauffage. Malgré une baisse générale des prix des combustibles bois-énergie en 2023, la forte croissance des importations de granulés creuse le solde importateur (*cf. 1.5*). Les échanges extérieurs de bois-énergie demeurent néanmoins très faibles au regard de la production intérieure. Les importations de bois-énergie représentent en effet 5 % de la consommation primaire de bois-énergie. Les exportations représentent, quant à elles, 3 % de la production primaire de bois-énergie.

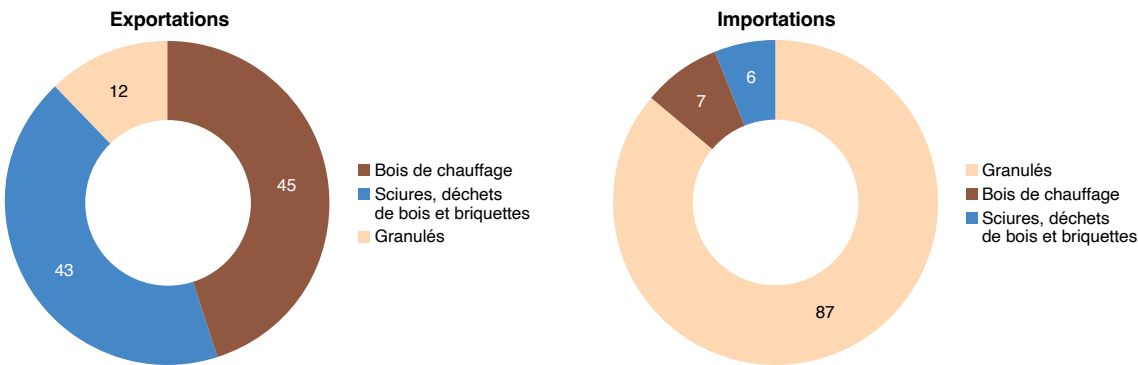
Figure 2.3.4.1 : échanges extérieurs de bois-énergie

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Importations	2,7	141	2,7	124	3,9	168	4,4	315	5,3	325
Bois de chauffage	0,4	17	0,4	15	0,4	14	0,4	20	0,4	16
Sciures, déchets de bois et briquettes	0,5	16	0,4	15	0,4	17	0,4	24	0,3	21
Granulés	1,9	107	1,9	95	3,0	138	3,6	271	4,6	289
Exportations	2,3	61	1,9	45	2,1	57	2,5	91	2,7	75
Bois de chauffage	1,1	22	1,0	17	1,0	19	1,4	37	1,2	34
Sciures, déchets de bois et briquettes	0,7	7	0,5	5	0,6	9	0,7	18	1,2	16
Granulés	0,6	32	0,4	23	0,6	28	0,4	36	0,3	25
Solde importateur	0,5	80	0,7	79	1,7	111	1,9	225	2,6	250

Source : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI

Figure 2.3.4.2 : échanges extérieurs de bois-énergie par combustible en 2023

En % des quantités échangées

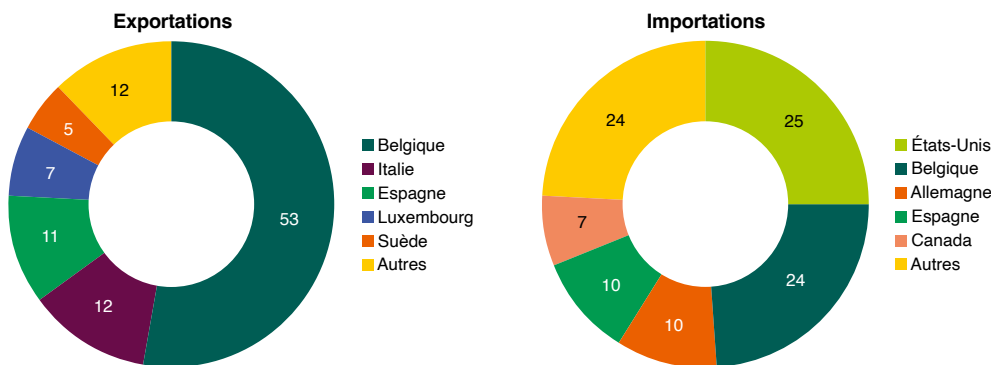


Source : SDES, Bilan de l’énergie, d’après DGDDI

Les pays frontaliers sont les principaux destinataires des exportations françaises de bois-énergie (*figure 2.3.4.3*), en particulier la Belgique qui, en 2023, totalise plus de la moitié des exportations. À l’inverse, les importations proviennent de pays plus éloignés : les importations en provenance de

l’Amérique du Nord augmentent fortement depuis quelques années en raison du développement du commerce de granulés. En particulier, les importations en provenance des États-Unis, marginales jusqu’en 2020, doublent entre 2022 et 2023 et représentent le quart des importations totales de bois-énergie.

Figure 2.3.4.3 : échanges extérieurs de bois-énergie par pays en 2023
En % des quantités échangées



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI

2.3.5 BIOCARBURANTS

La France est importatrice nette de biocarburants destinés à être incorporés au gazole (biodiesel) ou à l'essence (bioéthanol ou bioessences). Les achats français de biocarburants, nets des volumes exportés, augmentent de 12,5 % en 2023 (figure 2.3.5.1), pour s'élever à 20 TWh (soit près de la moitié des biocarburants consommés en

France, hors biokérosène). Ce déficit des échanges extérieurs est très majoritairement imputable au biodiesel : les importations nettes équivalent à 31 % des quantités de bioessences et à 55 % des quantités de biodiesel consommées sur le territoire. La facture correspondante stagne en euros constants et s'élève à 3,2 Md€ en 2023, après avoir fortement augmenté en 2022 du fait de la crise énergétique.

L'origine des matières premières utilisées dans les biocarburants

Dans le bilan de l'énergie, suivant les conventions statistiques internationales, les biocarburants sont considérés comme une ressource énergétique nationale 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, 49 % des volumes de biocarburants et 74 % des volumes de biodiesel essence consommés en France sont d'origine étrangère en 2023. Cette part reste stable par rapport à 2022.

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Figure 2.3.5.1 : échanges extérieurs de biocarburants

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Importations	24,0	2 073	16,9	1 298	21,7	2 594	23,5	4 251	24,3	3 727
Bioessences	2,3	232	2,1	203	3,0	350	3,9	687	3,8	668
Biodiesel	21,7	1 840	14,8	1 094	18,7	2 244	19,6	3 564	20,5	3 059
Exportations	8,2	788	7,1	713	6,6	905	6,0	1 088	4,6	575
Bioessences	1,5	173	1,4	169	0,8	136	0,8	153	0,8	110
Biodiesel	6,7	614	5,7	543	5,7	769	5,2	935	3,8	465
Solde importateur	15,8	1 285	9,8	585	15,2	1 689	17,5	3 163	19,6	3 152
Bioessences	0,8	59	0,7	34	2,1	214	3,1	534	3,0	558
Biodiesel	15,0	1 226	9,1	551	13,0	1 475	14,4	2 629	16,7	2 594

Note : le commerce extérieur de biodiesel couvre désormais, en sus des esters méthyliques d'acide gras (EMAG), le biodiesel de synthèse. Le commerce extérieur de bioessences couvre désormais, en sus de l'éthanol, les bioessences de synthèse.
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI et DGEC

Les pays frontaliers concentrent la plupart du commerce extérieur de biocarburants. S'agissant des esters méthyliques d'acides gras (EMAG), qui représentent 91 % des importations de biodiesel en volume, ils proviennent essentiellement de Belgique (45 %), des Pays-Bas (32 %) et d'Espagne (17 %). Quant aux exportations, elles sont majoritairement dirigées vers la Belgique (39 %), l'Espagne (24 %) et la Suède (17 %).

Dans le cas de l'éthanol pur, qui représente 93 % des importations de bioessences en volume, soit 14 % des importations de biocarburants, il provient pour 29 % d'Espagne, pour 12 % du Brésil et pour 10 % des Pays-Bas. Les pays vers lesquels l'éthanol pur est exporté ne sont pas connus dans les déclarations de durabilité (cf. méthodologie) et ce produit n'est pas isolé dans les données de la DGDDI.

2.3.6 ÉLECTRICITÉ

En 2023, la France redevient exportatrice nette d'électricité après avoir enregistré un déficit en 2022, en raison de la moindre disponibilité des centrales nucléaires et du faible niveau de la production hydraulique dû à la sécheresse. Sur l'ensemble de l'année 2023, la France a importé 25 TWh et a exporté 76 TWh (figure 2.3.6.1), et enregistre donc

un solde exportateur d'électricité de 50 TWh après un solde exportateur négatif de 15 TWh en 2022.

Le solde des échanges extérieurs est positif à toutes les interconnexions frontalières (figure 2.3.6.2), sauf vis-à-vis de l'Espagne (- 1,6 TWh). Le solde vis-à-vis de la Grande-Bretagne, négatif en 2022, augmente de 23 TWh, pour atteindre 14 TWh en 2023. Le solde exportateur d'électricité progresse aussi nettement avec l'Allemagne (+ 15 TWh par rapport à 2022), la Belgique (+ 13 TWh) et, dans une moindre mesure, avec l'Italie (+ 5 TWh, à 18 TWh) et la Suisse (+ 3 TWh). Il était resté excédentaire en 2022 avec ces deux pays. Le solde vis-à-vis de l'Espagne est moins déficitaire qu'en 2022 : il progresse de 7 TWh en 2023. Les importations sont restées élevées au premier semestre à la frontière avec l'Espagne et ont nettement diminué au second semestre, en lien avec la hausse de la production intérieure.

Les recettes tirées des exportations d'électricité s'élèvent en 2023 à 6,8 Md€. Déduction faite des dépenses d'importation (2,9 Md€), le solde net s'établit à 4,0 Md€ et augmente de 12 Md€ par rapport à l'année précédente en euros constants. Cette nette hausse s'explique par la croissance des exportations physiques d'électricité et la baisse des quantités importées, alors que les prix diminuent nettement.

Figure 2.3.6.1 : échanges extérieurs d'électricité

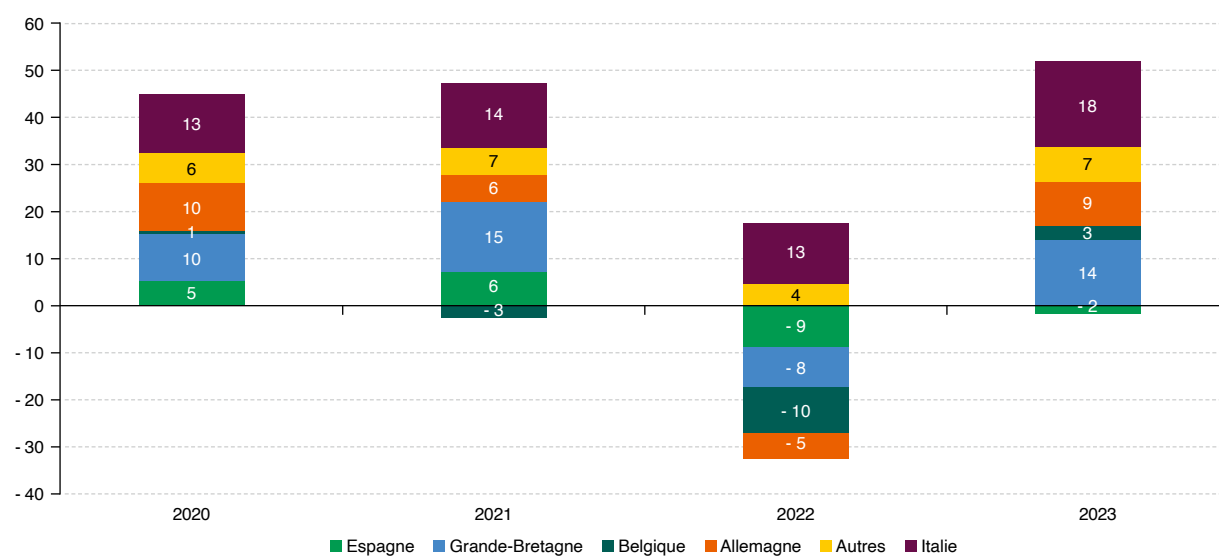
	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Importations	16	830	20	849	24	3 802	52	17 006	25	2 885
Exportations	73	3 115	65	2 135	69	6 709	37	9 192	76	6 847
Solde exportateur	58	2 285	45	1 286	45	2 906	- 15	- 7 814	50	3 961

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après RTE, CRE, DGDDI, Emossion

partie 2 : l'approvisionnement énergétique

Figure 2.3.6.2 : contribution au solde exportateur d'électricité

En TWh



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après RTE, CRE

partie 3

Transformation, transport et distribution d'énergie

— Les pertes liées à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie augmentent de 13,0 % en 2023 et s'élèvent à 909 TWh. Cette hausse s'explique essentiellement par l'augmentation de la production d'électricité des centrales nucléaires, à travers les pertes de chaleur induites. À l'inverse, la consommation des combustibles pour la production d'électricité et de chaleur diminue. La consommation de gaz dans les centrales électriques de cogénération et les réseaux de chaleur chute de 23,6 %. L'activité des raffineries reste dynamique en 2023 alors que celle de la filière fonte se replie nettement. Les achats en énergie de la branche énergie diminuent de 9 % en 2023, pour atteindre 41,6 Md€. Ils sont composés à 76 % de pétrole brut utilisé dans les raffineries.



3.1 L'activité du raffinage continue sa progression en 2023

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.

En 2023, la production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 46,1 Mtep (535,6 TWh), pour une consommation de matière première de 48,0 Mtep (figure 3.1.1). La production nette progresse de 10,7 % sur un an, après une hausse de 15,6 % en 2022. L'activité a été dynamique en dépit des mouvements

sociaux et des blocages, notamment au printemps. Compte tenu des difficultés d'approvisionnements extérieurs, en particulier pour le gazole, les installations de raffinage ont été davantage sollicitées en 2023 après avoir redémarré en 2022. En 2021, la production nette du raffinage était restée atone, après une chute de plus d'un quart en 2020 en raison de la crise sanitaire. Certaines installations étaient restées fermées en 2021 pour maintenance et défaut de rentabilité.

Les raffineurs ont dépensé 29,1 Md€ en pétrole brut et autres charges de raffinage pour fournir des produits finis valorisés à 38,4 Md€. En euros constants 2023, la valeur de cette production diminue de 17,3 % par rapport à 2022, en raison principalement de la baisse des prix (cf. 1.2). Elle reste très supérieure à celle de 2019 (+ 33,5 %). En 2023, les raffineries ont dégagé un excédent de 9,3 Md€, soit 194 € pour chaque tonne équivalent pétrole de produit à distiller utilisée, contre 245 €₂₀₂₃ l'année précédente et 48 €₂₀₂₃ en 2019. Après le record de 2022, ce solde a la deuxième plus haute valeur jamais observée depuis le début du calcul de cet indicateur en 2011.

Figure 3.1.1 : consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage et production nette de produits finis des raffineries

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃
Consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage	52,3	25 916	37,9	13 355	37,3	19 608	43,6	35 215	48,0	29 111
Production nette des raffineries	50,4	28 789	36,6	15 368	36,0	20 897	41,6	46 474	46,1	38 423
Solde	-	2 872	-	2 012	-	1 289	-	11 259	-	9 312

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 DGE, 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).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Les raffineries françaises produisent principalement du gazole, qui regroupe le gazole routier et non routier. Ce dernier produit est utilisé pour certains engins mobiles non routiers et pour les tracteurs agricoles, avec les mêmes spécifications que celles du gazole routier, excepté sa coloration. Ces gazoles utilisés comme carburant représentent 36 % du total de la production en 2023. Les supercarburants comptent pour 19 %, les produits non énergétiques pour 16 % et le fioul lourd pour 13 % (figure 3.1.2). Le kérosène représente 7 % du total de la production nationale de produits raffinés, en

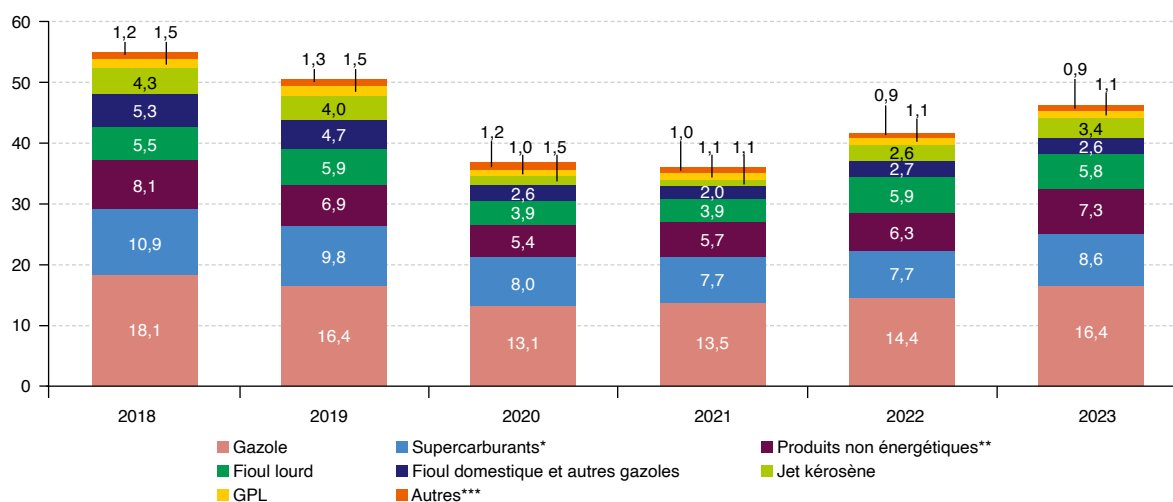
augmentation depuis la reprise progressive du trafic aérien à la suite de la crise sanitaire. Enfin, la part du fioul domestique et autres gazoles est de 6 %, et celle du gaz de pétrole liquéfié de 2 %.

La production de gazole, qui a augmenté de 13 % en un an, retrouve son niveau de 2019. À 3,4 Mtep, celle de jet kérosène progresse fortement par rapport à 2022 (+ 31 %, après + 133 % en 2022), en lien avec la croissance du trafic aérien international ; la production de kérosène s'établit à 85 % de son niveau de 2019.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Figure 3.1.2 : production nette de produits finis des raffineries

En Mtep



* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

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

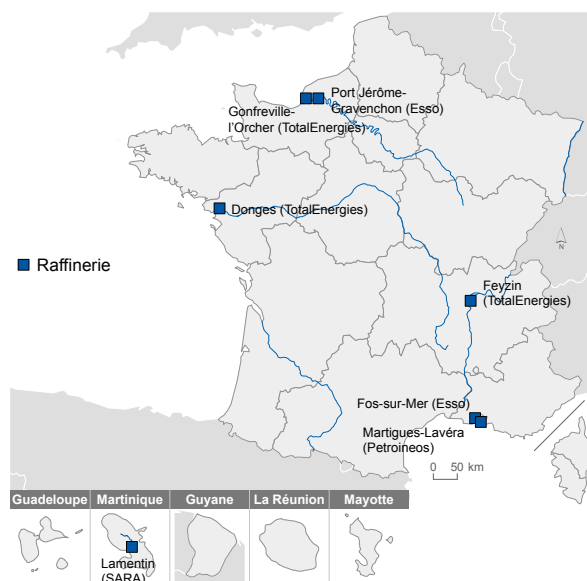
Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries. À partir de 2018, la quantité correspondant à du gazole pêche est incluse dans le poste du fioul domestique et autres gazoles, comme l'est celle du diesel marine léger (DML), et non plus dans celui du gazole. Celle de gazole non routier,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

Source : SDES, enquête auprès des raffineurs

Après la fermeture de plusieurs installations au début des années 2010, puis de celle de Grandpuits en 2021, il ne reste

en France en 2023 plus que sept raffineries de pétrole brut (figure 3.1.3).

Figure 3.1.3 : raffineries de pétrole brut en 2023



Source : DGE

3.2 Baisse modérée du coût d'acheminement du gaz

3.2.1 INJECTIONS DE BIOMÉTHANE

Depuis 2012, du biométhane, obtenu par épuration de biogaz, est injecté dans les réseaux de gaz naturel (*figure 3.2.1.1*). Si les volumes concernés demeurent relativement faibles, ils progressent néanmoins rapidement avec le développement de la filière. En 2023, 9 136 GWh ont ainsi été injectés dans les réseaux, soit près d'un tiers de plus que l'année précédente, pour un montant estimé de 1 162,7 M€.

Par rapport à l'achat de gaz naturel, cela entraîne un surcoût pour les opérateurs (sous la forme d'une obligation d'achat) qui est compensé par l'État au titre des charges de service public de l'énergie. En 2023, cette compensation s'élève à 811 M€. En fin d'année 2023, 652 installations d'une capacité d'injection de 11,8 TWh/an sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 580 projets supplémentaires, représentant une capacité de 13,0 TWh/an, sont en attente de raccordement.

Figure 3.2.1.1 : injections de biométhane

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃
Injections de biométhane	1,2	144,4	2,2	250,6	4,3	486,7	7,0	803,8	9,1	1 162,7
dont subvention	-	125,9	-	227,1	-	247,9	-	93,8	-	811,5

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, CRE

3.2.2 TRANSPORT, DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ NATUREL

La rémunération des gestionnaires d'infrastructures pour leur mission d'acheminement du gaz aux consommateurs finaux sur le territoire français s'élève à 6,6 Md€ en 2023, en baisse de 4,3 % en euros constants par rapport à 2022 (*figure 3.2.2.1*). La rémunération correspond au coût des infrastructures gazières, répercuté sur le consommateur final via deux mécanismes : d'une part, les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (de transport : ATRT, et de distribution : ATRD) et aux terminaux régulés (terminaux méthaniers, ATTM) qui sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie ; d'autre part, les tarifs liés aux sites de stockage qui sont 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 (sauf

indirectement à travers les pertes liées au transport). En revanche, elle comprend la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux. Ces pertes s'élèvent à 4,1 TWh en 2023, en baisse de 8,7 % par rapport à 2022 (*figure 3.2.2.2*). Ces pertes représentent une charge de 160 M€ pour les gestionnaires, soit près de trois fois moins qu'en 2022 (- 64 %). Cette charge diminue nettement en raison du repli des prix du gaz en 2023 par rapport au niveau inédit atteint en 2022.

Les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération, nette de la valeur de ces pertes, d'environ 6,4 Md€ en 2023, en légère hausse, de 0,2 % en euros constants par rapport à 2022. Cette rémunération permet de financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (*figure 3.2.2.3*). Elle a crû de 0,1 % en moyenne annuelle en euros constants depuis 2011. Le réseau de transport et ceux de distribution perçoivent respectivement 32 % et 49 % de cette rémunération en 2023, contre 12 % pour les sites de stockage souterrain et 8 % pour les terminaux méthaniers.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Figure 3.2.2.1 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€₂₀₂₃

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Réseau de transport	1 727	1 786	1 888	2 036	2 021	2 110	2 084	2 064	2 053	2 047	1 989	2 159	2 111
dont pertes	85	64	116	87	83	52	66	77	47	22	72	233	82
Réseaux de distribution	3 315	3 452	3 848	3 572	3 746	3 999	3 925	3 902	3 891	3 633	3 811	3 481	3 177
dont pertes	59	72	80	50	50	37	44	56	31	19	103	187	64
Sites de stockage souterrain	1 042	936	728	795	818	747	622	787	774	725	682	736	759
dont pertes	12	16	16	10	8	7	4	12	7	4	22	43	13
Accès aux terminaux méthaniens	371	380	384	382	378	376	498	517	534	505	450	470	507
Total	6 455	6 554	6 849	6 785	6 963	7 232	7 128	7 271	7 251	6 911	6 933	6 847	6 554
dont pertes	156	152	213	147	140	96	115	145	85	44	197	463	160
Total hors pertes	6 299	6 402	6 636	6 638	6 823	7 136	7 013	7 126	7 166	6 866	6 736	6 383	6 395

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Figure 3.2.2.2 : pertes sur les réseaux de gaz naturel (y compris pertes de stockage)

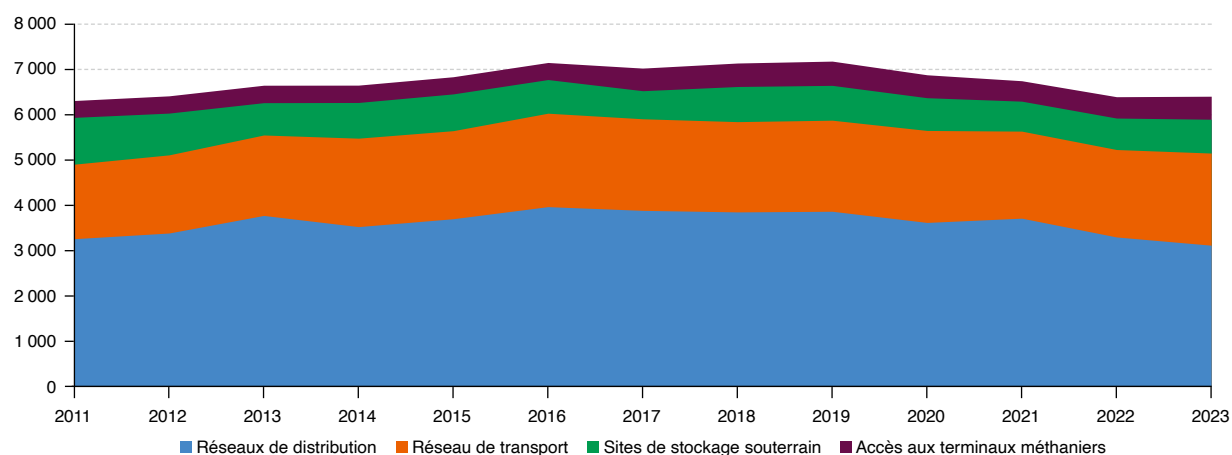
	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃
Réseau de transport	3,1	47	2,1	22	1,5	72	2,2	233	2,1	82
Réseaux de distribution	2,0	31	1,9	19	2,1	103	1,8	187	1,6	64
Sites de stockage souterrain	0,4	7	0,4	4	0,4	22	0,4	43	0,3	13
Total	5,5	85	4,3	44	4,0	197	4,5	463	4,1	160

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

Figure 3.2.2.3 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières (hors valeur des pertes physiques)

En M€₂₀₂₃



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy, CRE

En 2023, 41 % du gaz naturel consommé en France est importé par gazoduc, en nette baisse par rapport en 2022 en raison de la forte réduction des livraisons de gaz russe sous forme gazeuse à l'Union européenne (cf. 2.3.2). Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux, pour une capacité d'importation cumulée d'environ 2 600 GWh/jour en 2023 (figure 3.2.2.4). Fin 2022, au titre de la solidarité européenne, des sorties vers l'Allemagne ont été rendues possible au point d'Obergailbach (ce point ne permettait jusque-là que des entrées de gaz sur le territoire).

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 cinq, répartis sur quatre sites distincts : Fos Cavaou, Fos Tonkin, tous deux situés à Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne, Loon-Plage (Dunkerque) et Le Havre. La société Elengy gère les terminaux de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne, tandis que Fosmax LNG (filiale à 100 % d'Elengy) est propriétaire de celui de Fos Cavaou. L'accès à ces trois terminaux et la tarification sont régulés par la CRE en vertu des articles 452-3 et 452-4 du Code de l'énergie. Les capacités de ces terminaux sont souscrites par les importateurs de gaz naturel dans le cadre d'un marché. Le terminal de Loon-Plage, dont la mise en service commercial a eu lieu en janvier 2017, est géré par Dunkerque LNG et bénéficie pour une durée de vingt ans d'un régime dérogatoire en matière d'accès et de tarification. Un nouveau terminal flottant (FSRU, *floating storage regasification unit* ou unité flottante de stockage et de regazéification) a été mis en service au Havre en octobre 2023. Les entrées de GNL diminuent par rapport à 2022 (- 16 %), mais restent à un niveau nettement supérieur à celui de 2021. Ces entrées sous forme liquide

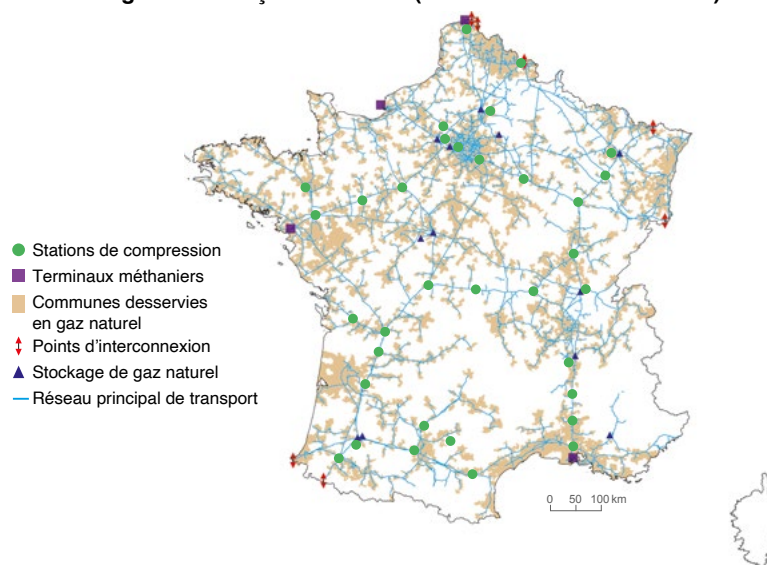
permettent de limiter les soutirages dans les stockages et de compenser la baisse des entrées par gazoduc par rapport à la situation d'avant-crise.

Lors de la période estivale, la constitution de stocks de gaz naturel à proximité des zones de consommation 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 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 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 méthaniers. 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 (32 600 km de réseau). Depuis novembre 2018, une place de marché unique assure l'équilibrage du réseau.

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. Environ 11 millions de consommateurs sont ainsi raccordés aux quelque 206 000 km de canalisations de distribution. GRDF assure la distribution de 96 % du marché, des entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que quelques autres sociétés, se répartissant le reste.

Figure 3.2.2.4 : infrastructures gazières françaises en 2023 (hors réseaux de distribution)



Sources : GRTgaz ; Storengy ; Teréga

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

La consommation d'énergie de la filière fonte atteint 35 TWh en 2023 (- 15,7 % par rapport à 2022). La dépense correspondante s'élève à 1,3 Md€ (- 38,8 % par rapport à 2022 en euros constants 2023). La filière est composée de deux types d'installations : les cokeries et les hauts-fourneaux.

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 françaises transforment du charbon primaire en 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 gaz fatals, dont une partie est réutilisée pour chauffer les fours à coke. 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 laminiers) dans des sites sidérurgiques dits intégrés, comme c'est le cas en France où, en 2023, deux cokeries sont encore en activité, à Dunkerque et Fos-sur-Mer.

La consommation nette des cokeries diminue en 2023, pour la deuxième année consécutive. La production de coke et de gaz a diminué à un rythme légèrement moins élevé que la consommation de charbon primaire.

La marge de cokéfaction est la 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. Elle augmente par rapport à 2022, le prix du charbon primaire consommé ayant diminué à un rythme plus élevé que celui du charbon dérivé produit (cf. 1.4).

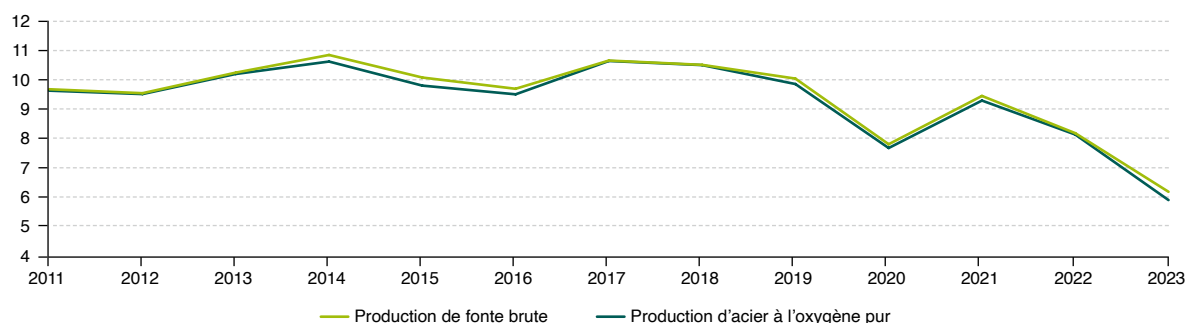
Un haut-fourneau est une installation industrielle destinée à simultanément désoxyder et fondre les métaux contenus

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 peut être utilisée directement, 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 ce bilan comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie, conformément à la méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie.

À la fin de l'année 2023, cinq hauts-fourneaux sont encore en activité en France : deux se situent à Dunkerque, deux à Fos-sur-Mer et un à Pont-à-Mousson.

En 2023, les hauts-fourneaux ont consommé un peu moins de 40 TWh de produits charbonniers, dont un peu plus de la moitié de charbon dérivé, principalement du coke. Nette des gaz fatals produits lors du processus de production, la consommation totale des hauts-fourneaux s'élève à 30 TWh. Cette consommation diminue d'un sixième par rapport à 2022 et de près d'un tiers par rapport à 2019 dans le sillage de la production de fonte (figure 3.3.1). En 2023, l'activité a été particulièrement affectée dans le contexte du ralentissement de la demande d'acier, de prix de l'énergie encore élevés et d'une concurrence accrue de pays tels que les États-Unis et la Chine. Ainsi, un des deux hauts-fourneaux de l'usine de Fos-sur-Mer a été temporairement mis à l'arrêt durant le premier trimestre, puis une nouvelle fois en fin d'année. Par ailleurs, deux autres installations ont subi des difficultés opérationnelles et ont dû être arrêtées durant plusieurs mois.

Figure 3.3.1 : production de fonte et d'acier à l'oxygène pur
En Mt



Source : SDES, Bilan de l'énergie

3.4 Hausse prononcée de la production d'électricité, tirée par le nucléaire et l'hydraulique

3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

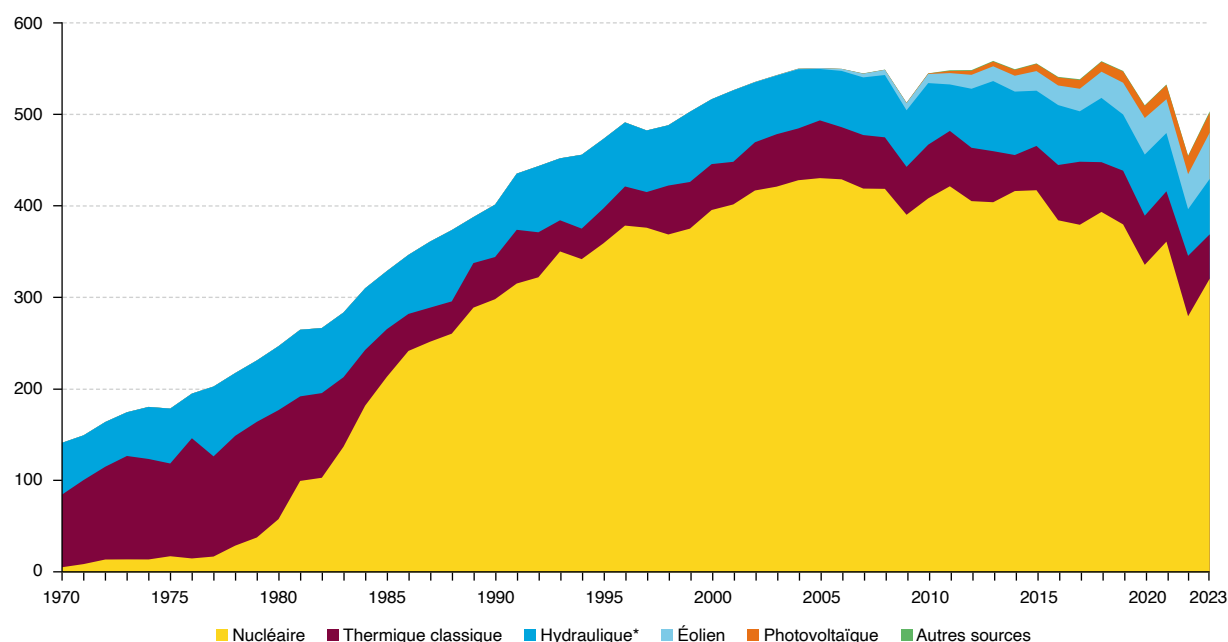
La production d'électricité, nette de la consommation des auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales, s'établit à 503 TWh en 2023 (*figures 3.4.1.1 et 3.4.1.2*). Elle augmente de 10,7 % par rapport à 2022 et atteint un niveau proche de celui de 2020.

Cette hausse s'explique surtout par celle de la production nucléaire (+ 14,7 %, à 320 TWh) en raison de la plus grande disponibilité du parc (*cf. 2.2.2*). La production d'électricité nucléaire représente 63,7 % de la production d'électricité en France en 2023. De plus, la production hydraulique augmente sensiblement (+ 18,9 %, à 61 TWh), après

une année 2022 marquée par une sécheresse historique. Les précipitations nettement plus abondantes en 2023 ont augmenté le débit des cours d'eau et alimenté davantage les stocks hydrauliques. La production éolienne est également très dynamique en 2023 (+ 32,1 %) en raison de la forte augmentation des capacités installées et des conditions de vent très favorables, notamment en fin d'année. Enfin, le photovoltaïque continue de se développer : + 11,2 % en 2023. En conséquence, la production thermique classique, qui permet de faire face à une baisse de la production renouvelable et nucléaire ou de répondre à un pic de demande, diminue de 25,0 % en 2023, pour s'établir à 50 TWh.

Figure 3.4.1.1 : production nette d'électricité

En TWh



* Y compris énergie marémotrice.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après RTE, EDF et producteurs d'électricité

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Figure 3.4.1.2 : production nette d'électricité

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Production nucléaire	379		335		361		279		320	
dont Arenh	120	5 729	126	5 832	126	5 766	126	5 590	127	5 317
Production hydraulique*	61		67		64		51		61	
dont hydraulique sous OA	6	556	7	600	6	541	4	430	3	346
dont subventions OA		255		308		4		- 405		- 316
Production éolienne	35		40		37		38		50	
dont éolien sous OA	32	3 235	39	3 907	35	2 963	32	3 534	36	3 844
dont subventions OA		1 720		2 174		150		- 2 348		- 3 448
Production photovoltaïque	12		13		15		20		22	
dont photovoltaïque sous OA	12	4 084	13	3 979	15	4 173	19	4 952	23	4 650
dont subventions OA		3 513		3 507		2 940		1 500		43
Production thermique renouvelable et géothermie	10		10		11		11		12	
dont sous OA	8	1 241	8	1 288	9	1 431	8	1 463	7	1 820
dont subventions OA		829		880		737		24		494
Production thermique non renouvelable	49		44		45		56		38	
dont sous OA	12	2 650	12	2 461	12	3 182	11	3 976	10	2 650
dont subventions OA		1 890		1 724		1 829		1 898		584
Autre (Interconnexion**)		49		36		90		198		86
dont subventions		8		- 6		48		145		20
Production subventionnée hors OA en ZNI***	2	1 003	3	923	2	932	3	984	4	1 088
dont subventions		717		646		574		581		580
Total production France entière	547		510		532		455		503	
Subventions totales (y compris interconnexions et charges de péréquation dans les ZNI)		8 931		9 234		6 282		1 394		- 2 042

* 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 DROM 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 : SDES, Bilan de l'énergie

Nucléaire

En raison d'une plus grande disponibilité du parc nucléaire, la production nette d'électricité nucléaire augmente de 14,7 % en 2023, à 320 TWh (cf. 2.2.2). La disponibilité du parc s'est améliorée par rapport à l'année 2022, marquée par les multiples arrêts pour maintenance et contrôles à la suite de la découverte d'un problème de corrosion dans les circuits de refroidissement de la centrale de Civaux à l'automne 2021. Cependant, la production nucléaire reste à un niveau bas (- 15,6 % par rapport à 2019).

Dans le cadre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), un peu plus d'un tiers de la production nucléaire, soit 127 TWh, a été rachetée à EDF par les fournisseurs alternatifs ainsi que par les gestionnaires

de réseaux pour la couverture de leurs pertes, pour un montant de 5,3 Md€. Un cinquième, soit 27 TWh, ont été cédés pour compenser les pertes liées au transport d'électricité, dont la plus grande partie vient de la dissipation de chaleur par effet Joule.

Hydraulique

La production hydraulique nette (y compris énergies marines et pompages) progresse nettement en 2023 (+ 18,9 %) et s'établit à 61 TWh (cf. 2.2.3) du fait de conditions hydrologiques plus favorables après une année 2022 de production historiquement basse. La production hydraulique en 2023 constitue ainsi plutôt un retour à une situation moyenne qu'à une année de forte production hydraulique.

Un peu moins de 4,2 TWh (6,9 % de la production) sont produits par des stations de transfert d'énergie par pompage (Step) qui permettent de stocker de l'électricité en pompant l'eau d'une retenue inférieure à une retenue supérieure pour la turbiner en sens inverse ultérieurement.

En 2023, 3 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat ou compléments de rémunération. Auparavant, le tarif d'achat concernait les installations de moins de 12 MW. Depuis le 30 mai 2016, et au 31 décembre 2023, ne sont éligibles à de nouveaux contrats d'obligation d'achat que les installations de moins de 500 kW. Un complément de rémunération en guichet ouvert est possible pour les installations de moins de 1 MW et sur appel d'offres pour les installations de puissance comprise entre 1 et 4,5 MW. Comme en 2022, les charges de l'État pour cette filière sont négatives en 2023 (- 316 M€). Les prix garantis par les contrats d'obligation d'achat sont devenus inférieurs aux prix de gros en 2022 et 2023, ce qui a entraîné des résiliations anticipées de contrat. Le nombre de résiliations est moindre en 2023.

Éolien

Grâce à la progression des capacités installées, la production éolienne progresse de 32,1 % en 2023 et s'établit à 50 TWh (cf. 2.2.3). Après s'être envolés en 2022, les prix de gros de l'électricité restent en 2023 à un niveau nettement supérieur à celui des années précédentes. En conséquence, les subventions à la filière éolienne dans le cadre du dispositif des obligations d'achat et des compléments de rémunération sont négatives, à - 3,4 Md€. En effet, les compensations aux opérateurs se fondent sur la différence entre un tarif fixé à l'avance et le prix de marché. Les prix de gros de l'électricité ayant dépassé le tarif en 2023, les producteurs éoliens concernés ont vendu leur production en dessous du prix de marché.

Solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque progresse en 2023 (+ 11,2 %) et s'établit à 22 TWh en raison de l'augmentation de la puissance du parc consécutive à un rythme d'installation nettement accéléré (cf. 2.2.3). Le champ couvert par cette production inclut la production photovoltaïque autoconsommée qui s'élève à 0,9 TWh en 2023. L'État, via les dispositifs d'obligation d'achat et de compléments de rémunération soutient particulièrement les différentes formes de production photovoltaïques (autoconsommation et vente en totalité). Cependant, en 2023, les montants des subventions attribués à la filière solaire tombent à leur niveau le plus bas depuis 2012, soit 43 M€. Cela s'explique, comme pour l'éolien, par le différentiel entre le prix de marché et le tarif fixé à l'avance.

Thermique classique

L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est, pour l'essentiel, assuré par la filière thermique classique à partir

de combustibles fossiles ou renouvelables, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. En 2023, la production thermique diminue de 25 % et s'établit à 50 TWh (figure 3.4.1.3). En effet, dans un contexte de hausse des productions d'origine nucléaire et hydraulique, les installations thermiques classiques, utilisées comme moyens de pointe pour ajuster l'offre à la demande, ont été davantage sollicitées que l'année précédente.

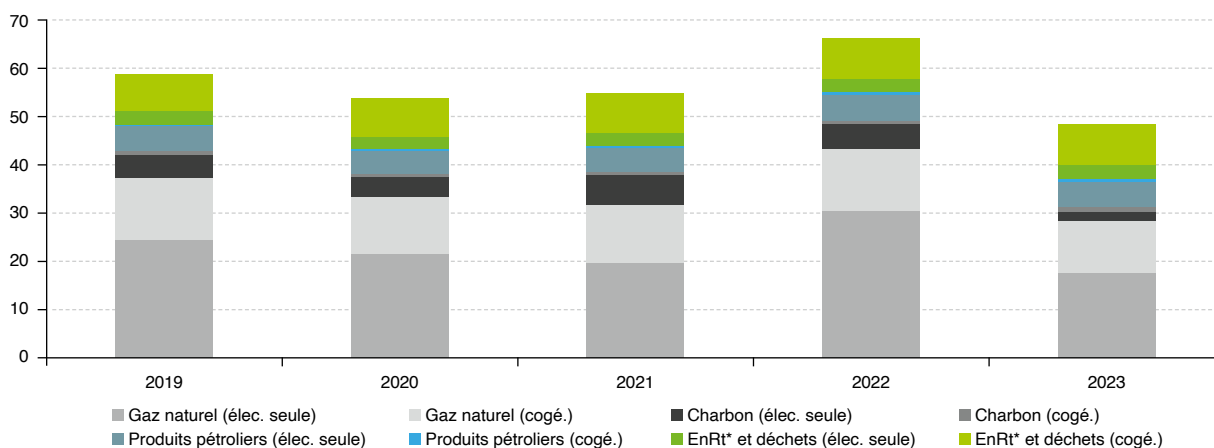
Le rendement électrique moyen des centrales, qui rapporte la production d'électricité à la consommation de combustibles nécessaire à cette production, est très différencié selon le combustible utilisé. En 2023, il s'élève à 64 % pour le gaz naturel, 43 % pour la biomasse, 41 % pour le biogaz, 42 % pour les produits pétroliers, 32 % pour les déchets ménagers. Ces derniers sont consommés principalement par des incinérateurs dont le but premier est la destruction des déchets et non la conversion énergétique. À l'inverse, les centrales fonctionnant au gaz naturel, en particulier celles qui sont dédiées à la production d'électricité seule, affichent en moyenne le meilleur rendement, convertissant plus de la moitié de l'énergie contenue dans le combustible en électricité. 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. Les centrales de cogénération qui produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité à partir de la biomasse ou des déchets tirent les rendements électriques de ces combustibles à la baisse. Leur efficacité globale reste néanmoins plus importante car le rendement de la production de chaleur y est conventionnellement fixé à 85 %. Les rendements énergétiques apparents sont dispersés, en particulier dans le cas du biogaz, dont la teneur en méthane peut être très variable, et de la biomasse, dont la composition et le taux d'humidité ne sont pas très homogènes (figure 3.4.1.4). Le pouvoir calorifique de ces combustibles est estimé avec beaucoup plus d'imprécision et les différences de rendements apparents témoignent vraisemblablement des différences de pouvoirs calorifiques non pris en compte. Pour le gaz naturel et le pétrole, les faibles rendements sont principalement observés lorsque ces combustibles sont mélangés avec des déchets ou des gaz de raffineries (qui sont classés parmi les produits pétroliers mais peuvent contenir d'autres gaz).

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 16 TWh en 2023, et a été subventionnée à hauteur de 1,1 Md€.

partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Figure 3.4.1.3 : production thermique classique nette par type de combustibles

En TWh



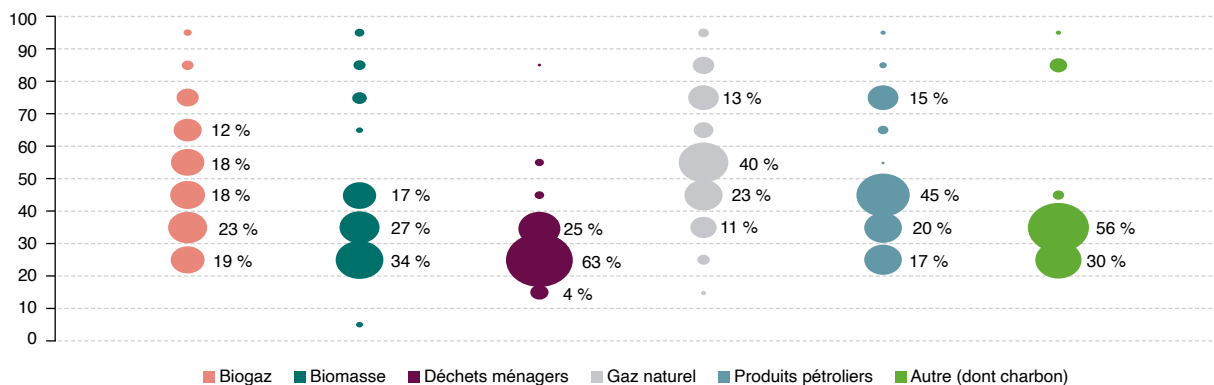
* EnRt = énergies renouvelables thermiques.

Lecture : en 2023, 28 TWh d'électricité ont été produits par combustion de gaz naturel, dont 11 TWh à l'aide d'un procédé de cogénération.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête annuelle sur la production d'électricité

Figure 3.4.1.4 : répartition des combustibles par tranche de rendement en 2023

Tranche de rendement (en %)



Lecture : en 2023, 45 % de la consommation de produits pétroliers pour produire de l'électricité a été réalisée dans des centrales avec un rendement énergétique compris entre 40 et 50 %.

Note : la taille des ronds est proportionnelle au poids du combustible par tranche de rendement dans la consommation totale de ce combustible pour produire de l'électricité. En cas d'utilisation de plusieurs combustibles par une centrale, la production est répartie entre ces derniers en proportion : une centrale consommant plusieurs combustibles apparaît ainsi dans plusieurs ronds sur la même tranche.

Champ : centrales thermiques.

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

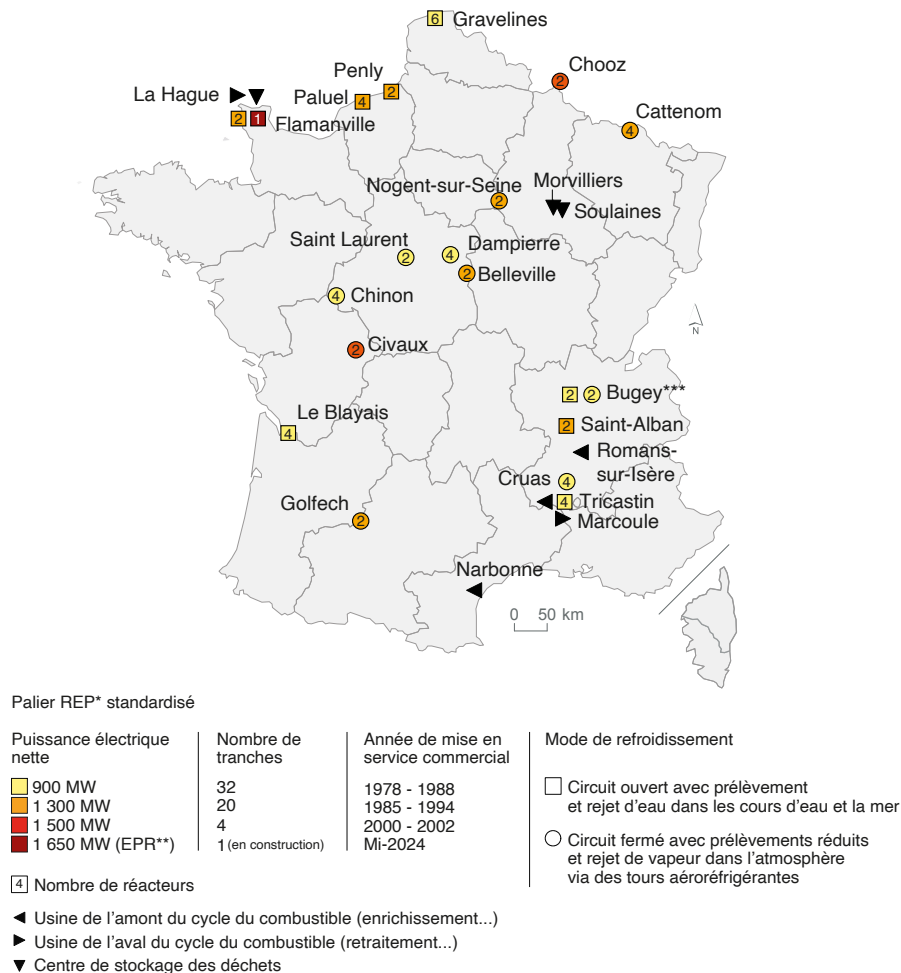
Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 79 TWh d'électricité qui sont vendus pour un montant de 13,3 Md€ aux acheteurs obligés. Les subventions de l'État dans le cadre des mécanismes d'obligation d'achat et de compléments de rémunération sont négatives en 2023 (- 2 Md€). En effet, les compensations aux opérateurs se

fondent sur la différence entre un tarif fixé à l'avance et le prix de marché. Les prix de gros de l'électricité ayant dépassé les tarifs fixés en 2023, les producteurs éoliens et hydrauliques concernés ont reversé à l'État la différence entre le prix du marché et le prix prévu à l'avance dans leur contrat.

Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 2,2 Md€ en 2023, sont accordées par l'État aux producteurs situés dans les zones non interconnectées (les îles françaises dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental) dans le cadre de la péréquation géographique tarifaire⁶. 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 3.4.1.5 : sites nucléaires, situation au 31 décembre 2023

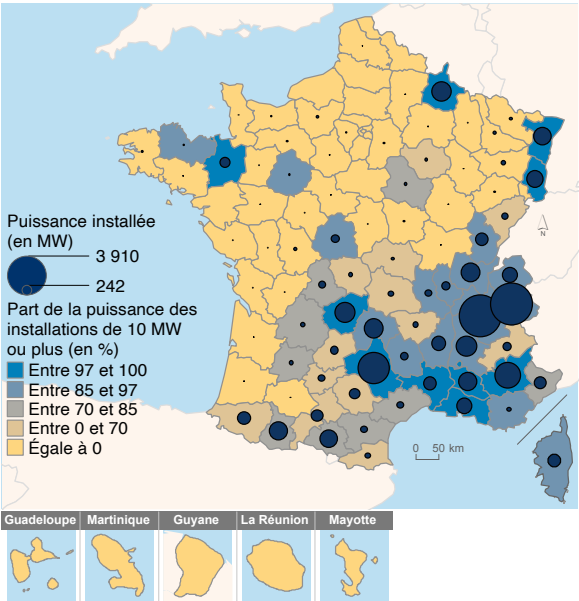


* REP : réacteur à eau pressurisée.
** EPR : réacteur pressurisé européen.
*** La centrale du Bugey est en circuit mixte.
Source : DGE

⁶ 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.

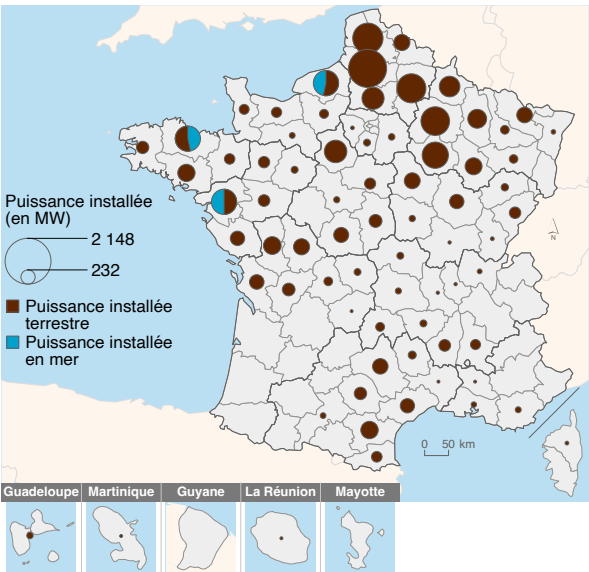
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Figure 3.4.1.6 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2023



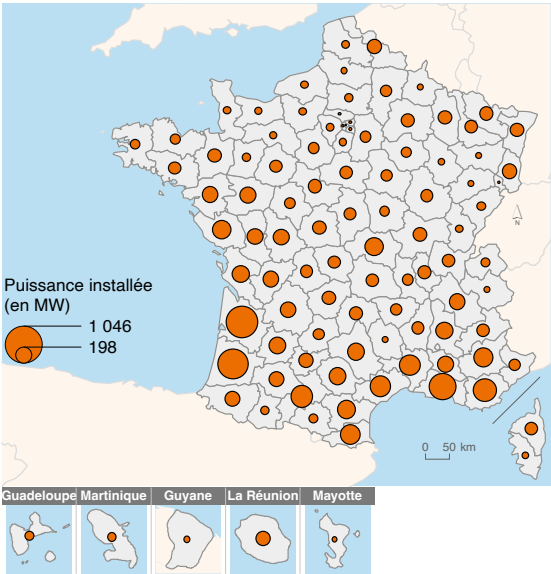
Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.7 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2023



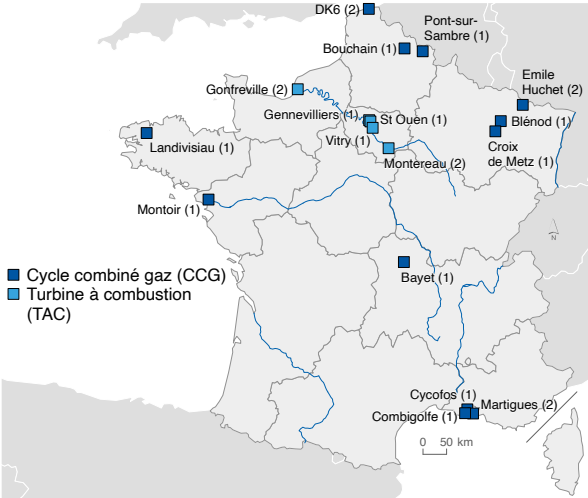
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.8 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2023



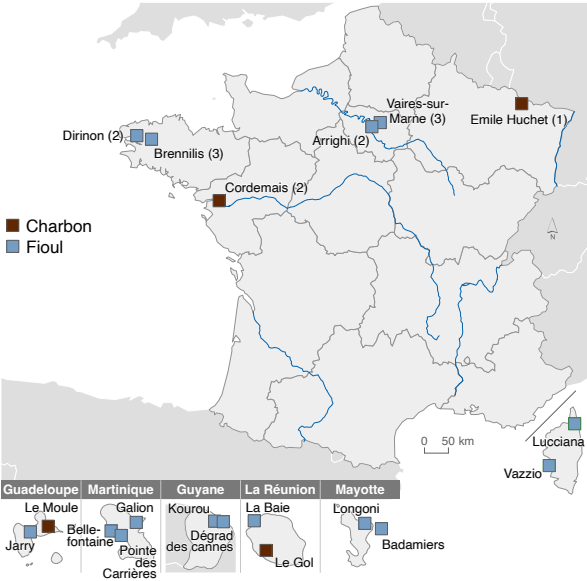
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.9 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2023



Source : RTE

Figure 3.4.1.10 : centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2023



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 et le réseau de distribution. Le réseau de transport, géré par RTE sur le territoire continental, comprend les lignes à très haute tension (« HTB »). En 2023, il atteint une longueur totale d'environ 106 000 km. Le réseau de transport 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 1,4 million de kilomètres. Enedis est le gestionnaire d'un réseau couvrant 95 % des clients du territoire continental, une centaine d'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 s'élève à 16,3 Md€ en 2023 (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 37 TWh en France en 2023, entraînant une charge de 5,3 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), une rémunération de 11,0 Md€ en 2023 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, augmente très légèrement, de 0,1 % en 2023, en lien avec la baisse des volumes de consommation (- 3,0 %).

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 75 % et 25 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2023.

Les coûts unitaires en 2023 sont supérieurs aux valeurs de 2022 sur les réseaux de transport. Le coût unitaire de l'usage des réseaux de distribution diminue (- 9 %) alors que le coût unitaire des pertes associées augmente (+ 59 %) sur la même période.

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Réseau de transport	436	4 847	418	4 480	438	4 715	420	2 305	406	4 035
dont pertes	11	521	11	550	11	598	10	516	11	1 201
Réseaux de distribution	399	11 831	385	11 857	404	12 491	387	13 980	373	12 264
dont pertes	27	1 359	25	1 347	28	1 776	25	2 571	25	4 131
Utilisation des réseaux	472	16 678	452	16 337	475	17 206	454	16 284	440	16 299
dont pertes	38	1 880	36	1 897	39	2 373	35	3 087	37	5 332

Lecture : le réseau de transport a acheminé 406 TWh d'électricité en 2023 et a perçu pour cela une rémunération de 4 035 M€, dont 1 201 M€ correspondent à l'achat de 11 TWh dissipés lors de ce transport.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après les gestionnaires de réseaux

3.5 Production de chaleur commercialisée : stabilité des quantités produites en raison de conditions climatiques analogues à 2022

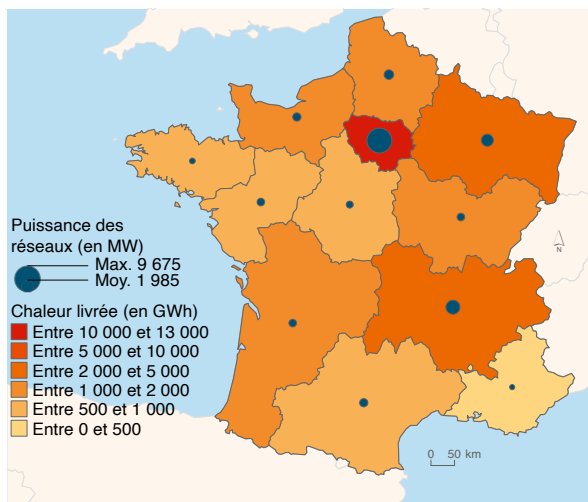
En 2023, 48 TWh de chaleur destinée à la vente ont été produits en France. Nets des pertes de distribution, ce sont *in fine* 42 TWh qui ont été livrés aux consommateurs, dont plus de 62 % proviennent des réseaux de chaleur.

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 profonde, ou la récupération de chaleur auprès d'une unité d'incinération d'ordures ménagères ou d'un site industriel par exemple. En 2023, 1 000 réseaux de chaleur en France métropolitaine disposent d'une puissance thermique totale d'environ 24 GW, dont près de 10 GW sont concentrés dans la seule région Île-de-France.

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2023



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

En 2023, les réseaux ont livré aux consommateurs 26 TWh de chaleur (nette des pertes de distribution), soit autant qu'en 2022. À cette fin, il a été produit environ 35 TWh d'énergie (la différence avec la quantité livrée comprenant les pertes de transformation et celles de distribution). Le bouquet énergétique des réseaux est dominé par les énergies renouvelables (EnR) (48 % de la consommation des réseaux en 2023) et le gaz naturel (33 %), y compris le biométhane injecté sur le réseau (*figures 3.5.1.2 et 3.5.1.3*). Au sein des énergies renouvelables,

la biomasse est le premier combustible utilisé ; elle représente 25 % de la consommation des réseaux. Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, déclinent et ne représentent plus que 1 % du bouquet énergétique des réseaux (contre 60 % en 1990). À l'inverse, la part des énergies renouvelables a plus que doublé depuis 2010. En incluant les énergies de récupération telles que la partie non renouvelable des déchets ménagers ou la chaleur industrielle récupérée, la part d'énergies renouvelables et de récupération atteint 63 %⁷ en 2023.

⁷ Ce taux diffère de celui publié par la Fedene (Fédération des services énergie environnement) dans son rapport annuel en raison de différences méthodologiques. En particulier, contrairement au calcul de la Fedene, les garanties d'origine biométhane ne sont pas comptabilisées ici comme énergies renouvelables, la logique du bilan de l'énergie étant de retracer des flux physiques.

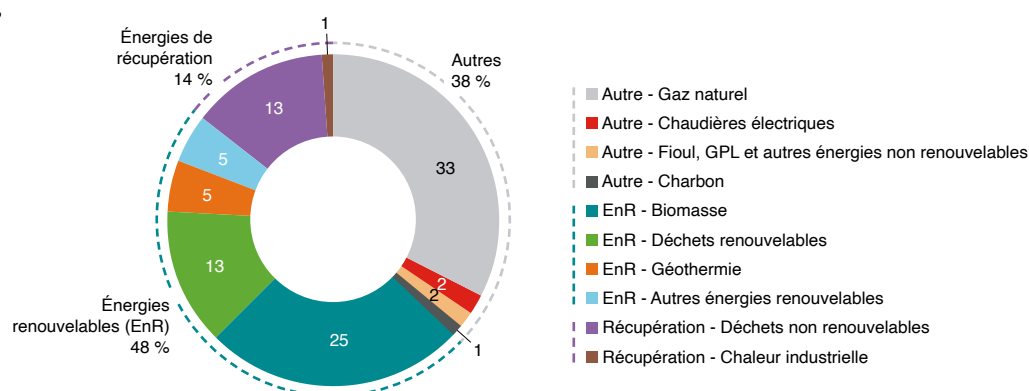
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie

Près d'un cinquième des réseaux de chaleur (19 %) possèdent un équipement de cogénération et sont donc également producteurs d'électricité. En 2023, la chaleur

produite par cogénération dans les réseaux de chaleur, puis livrée aux consommateurs, représente environ 3,9 TWh (soit 11 % du total des livraisons des réseaux).

Figure 3.5.1.2 : répartition par source d'énergie de la consommation d'énergie des réseaux de chaleur en 2023

En %



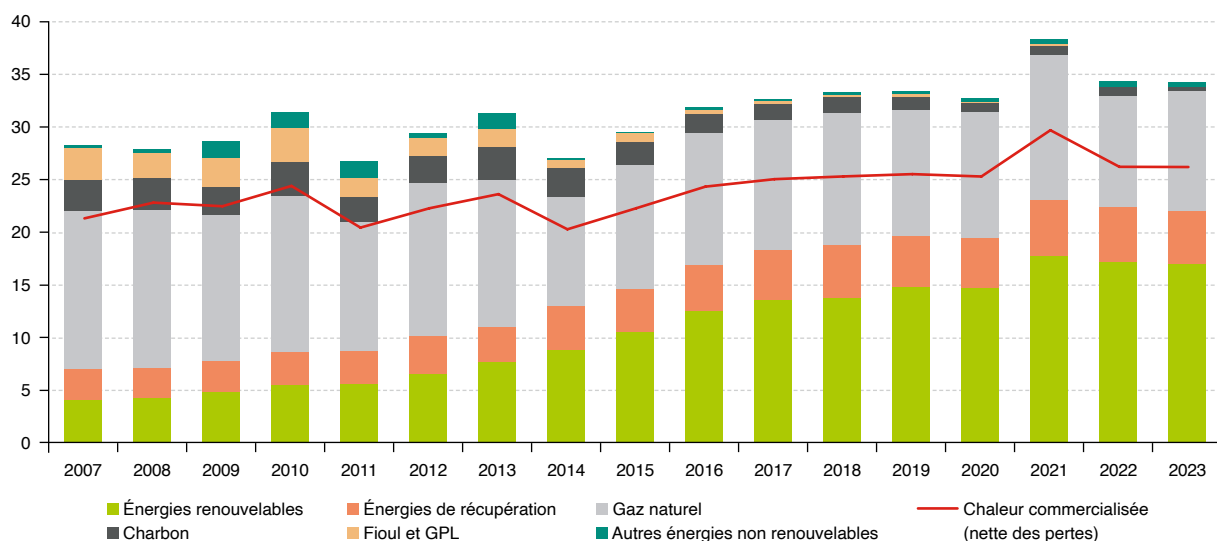
Note : « Chaudières électriques » : dont consommation annexe d'électricité.

« Fioul, GPL (gaz de pétrole liquéfié) et autres énergies non renouvelables » : dont cogénération, autre consommation d'électricité, chaleur ambiante...

« Autres énergies renouvelables » : dont cogénération renouvelable, chaleur ambiante renouvelable, biogaz et solaire thermique.

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

Figure 3.5.1.3 : consommation d'énergie pour la production de chaleur par source d'énergie dans les réseaux de chaleur
En TWh (données non corrigées des variations climatiques)



GPL = gaz de pétrole liquéfié.

Note : « Autres énergies non renouvelables » : dont cogénération, autre consommation d'électricité, chaleur ambiante...

« Autres énergies renouvelables » : dont cogénération renouvelable, chaleur ambiante renouvelable, biogaz et solaire thermique.

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

3.5.2 CHALEUR COGÉNÉRÉE VENDUE HORS DES RÉSEAUX DE CHALEUR

En 2023, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 45 TWh de chaleur, soit autant qu'en 2022 (*figure 3.5.2.1*). Un peu plus de la moitié de cette chaleur (22 TWh nets des pertes de distribution) a été livrée à des utilisateurs tiers. Tout le reste, soit 52 % de la chaleur produite par cogénération, correspond, outre les

pertes, à de la chaleur autoconsommée, c'est-à-dire utilisée par le producteur lui-même. En effet, une très large part de la chaleur produite par cogénération est générée 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 2023, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (37 %), des déchets ménagers (18 %) et du bois (11 %).

Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2023 (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	Pertes et chaleur autoconsommée
Production totale	18,9	45,5	21,6	23,8
Produits charbonniers	0,9	1,2	0,2	1,1
Produits pétroliers	0,5	3,9	2,2	1,7
Gaz naturel	8,3	16,8	6,5	10,3
Déchets	2,7	8,6	6,4	2,2
<i>dont déchets urbains</i>	2,6	8,3	6,2	2,1
Bois et résidus agricoles	2,0	5,2	3,8	1,4
Résidus de papeterie, liqueur noire	0,6	3,1	1,0	2,1
Biogaz	2,5	3,6	0,2	3,4
Autres combustibles	1,5	3,1	1,3	1,8

Note : les colonnes « Total chaleur » et « Pertes et chaleur autoconsommée » incluent la chaleur autoconsommée, notamment celle des autoproducteurs. 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 ou autoconsommée par les producteurs principaux) ; 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

Focus sur l'hydrogène, vecteur prochainement retracé dans le bilan énergétique

L'hydrogène pur (à 98 % ou plus) sera pris en compte dans les statistiques de l'énergie à partir de l'année 2024, conformément au règlement européen sur les statistiques de l'énergie révisé en janvier 2022 (introduction de ce vecteur) puis en janvier 2024 (prise en compte dans le bilan des autres énergies). Il n'apparaît donc pas encore dans le bilan énergétique, sauf indirectement en tant que combustible pour la production d'électricité. Néanmoins, une évaluation des ressources et des usages de ce vecteur en 2022 et 2023 a été réalisée. Cette synthèse s'appuie sur plusieurs sources administratives, sur des enquêtes⁸ existantes et sur une nouvelle enquête auprès des sites producteurs d'hydrogène qui permet de connaître les quantités par mode de production, les capacités des sites producteurs et enfin d'estimer la consommation d'énergie pour sa production.

L'hydrogène (dihydrogène) pur est un vecteur énergétique encore peu produit et utilisé. Mais il suscite un intérêt croissant pour la décarbonation de plusieurs usages et secteurs à condition d'être produit à partir de procédés faiblement émetteurs en gaz à effet de serre, tels que l'électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité à faible contenu carbone. Très léger et présent en faibles quantités à l'état naturel, l'hydrogène utilisé est obtenu principalement à partir de combustibles fossiles. Il

est considéré comme un vecteur énergétique secondaire, comme l'électricité ou la chaleur vendue.

Les ordres de grandeur présentés ici diffèrent des évaluations réalisées par France Hydrogène et l'Institut français du pétrole et énergies nouvelles (Ifpen) car seul l'hydrogène pur est ici retracé (il est exclu quand il fait partie de mélanges de gaz même s'il est majoritaire dans leur composition).

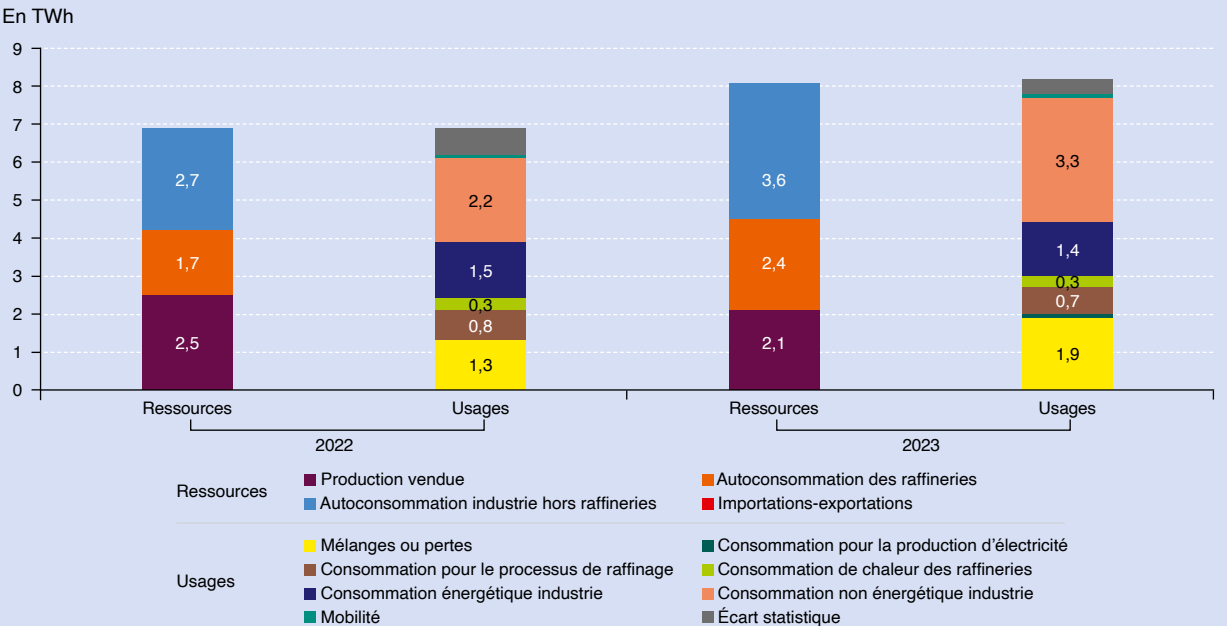
PRODUCTION D'HYDROGÈNE

En 2023, la production totale d'hydrogène pur en France est estimée à 245 000 tonnes, soit 8,2 TWh (figure 1). Elle augmente de 18 % par rapport à 2022.

L'hydrogène est commercialisé par une dizaine d'unités légales en France. En 2023, la production vendue d'hydrogène pur s'élève à 64 000 tonnes (soit 2,1 TWh).

L'hydrogène peut aussi être produit par des entreprises (énergétiques ou non) pour leur usage propre – et ne fait pas alors l'objet d'une vente – ou être produit de manière fatale dans des processus industriels, c'est-à-dire sans être réutilisé directement, ni à des fins énergétiques ni à des fins non énergétiques. Cela concerne 181 000 tonnes (6 TWh) en 2023.

Figure 1 : ressources et usages d'hydrogène pur en 2022 et 2023



Source : calculs SDES, à partir de EAPH, enquête auprès des raffineurs, EACEI

⁸ Enquête annuelle de production de l'Insee, données douanières, enquête sur la consommation d'énergie de l'industrie.

Les sites de raffinage de pétrole produisent des gaz qui contiennent de l'hydrogène. S'ils ne sont pas épurés, ces gaz sont déjà pris en compte dans les statistiques de l'énergie en tant que produits pétroliers (gaz de raffineries). Selon les raffineurs, seules 73 000 tonnes d'hydrogène pur sont produites en 2023 par les sites de raffinage. Seules 29 000 tonnes (1 TWh) sont ensuite utilisées pures⁹ pour le processus de raffinage et la production de chaleur.

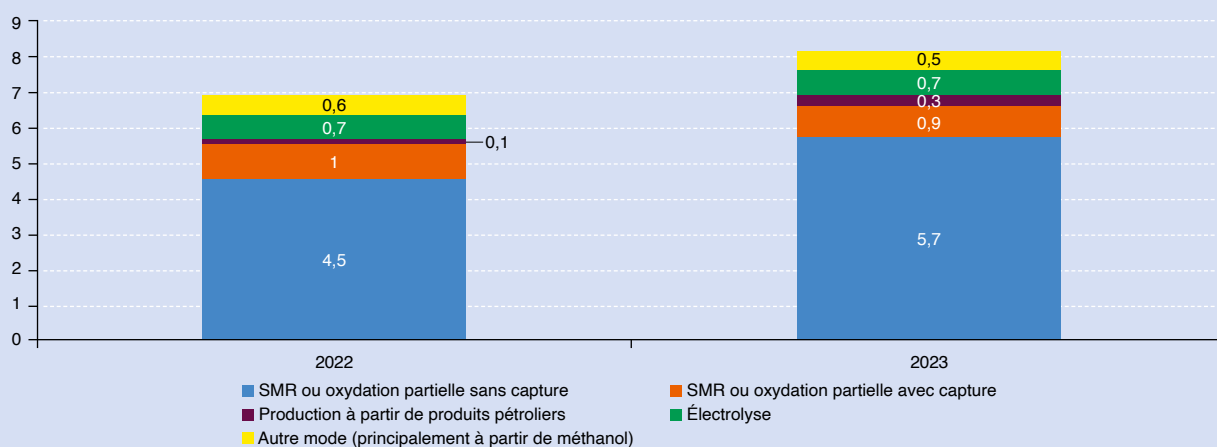
Les cokeries déclarent, quant à elles, ne produire que des mélanges de gaz contenant de l'hydrogène (des gaz de cokeries, classés comme produits du charbon dans le bilan) qu'elles n'épurent pas.

Les industriels hors branche énergie, dans la chimie essentiellement, produisent également de l'hydrogène (pour 108 000 tonnes en 2023, soit 3,6 TWh) qu'ils utilisent pour leurs besoins propres (autoconsommation).

Malgré le développement de projets de production d'hydrogène bas-carbone, l'hydrogène pur produit en 2023 provient très majoritairement de procédés émetteurs en CO₂. L'essentiel des quantités (70 %) est obtenu à partir du gaz naturel (méthane) à travers le vaporeformage (SMR pour *steam methane reforming*) et l'oxydation partielle sans capture de carbone (*figure 2*). Le vaporeformage ou l'oxydation partielle à partir de méthane avec un procédé de capture et de stockage du carbone est utilisé pour 10 % de l'hydrogène produit. L'électrolyse est encore très peu utilisée (9 %) pour la production de quantités significatives. Au sein de l'électrolyse, le procédé chlore-soude, qui génère les plus grandes quantités, concerne un nombre très restreint de producteurs. La production d'hydrogène à partir de produits pétroliers et d'autres procédés (à partir de méthanol principalement) est faible (moins de 10 % des quantités produites).

Figure 2 : hydrogène pur par mode de production en 2022 et 2023

En TWh



Sources : SDES, EAPH et enquête auprès des raffineurs et Insee, EACEI

STOCKAGE, TRANSPORT ET ÉCHANGES EXTÉRIEURS

Le stockage et le transport de l'hydrogène sont encore très peu développés en raison de l'absence d'infrastructures conséquentes (sites de stockages et réseaux de transport) et d'enjeux spécifiques pour ce vecteur (faible densité, risques d'explosion ou de fuites). Les sites de production sont implantés à proximité des sites de consommation. Les importations d'hydrogène sont par conséquent encore très limitées (1 200 tonnes en 2023) tout comme les exportations (1 400 tonnes en 2023) mais elles augmentent par rapport à l'année précédente. En 2022, les quantités échangées étaient en effet encore plus faibles : 1 100 tonnes ont été importées et 700 tonnes ont été exportées.

CONSOMMATION

Les usages de l'hydrogène (acheté ou autoconsommé) sont principalement la désulfuration des produits pétroliers (dans le processus de raffinage) pour 21 000 tonnes en 2023 (0,7 TWh), la production de chaleur des bâtiments industriels et des sites de raffinage pour 49 000 tonnes (1,6 TWh) et les usages non énergétiques pour 100 000 tonnes (3,3 TWh), concentrés pour 95 % dans le secteur de la chimie (dont chimie organique) - (*figure 3*). L'hydrogène est notamment utilisé pour la fabrication d'engrais.

⁹ Les quantités produites non utilisées pures et non vendues sont considérées alors comme mélangées.

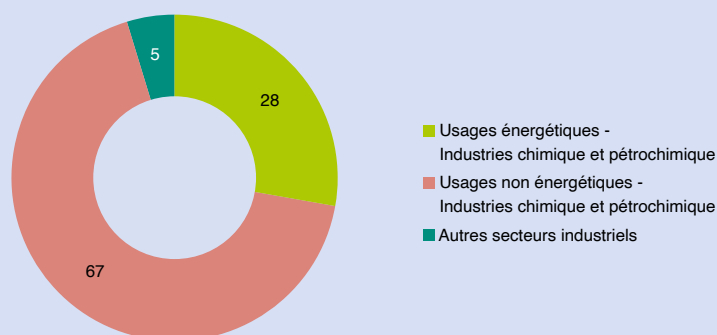
La production d'électricité et la mobilité sont encore très peu concernées en 2023 par ce vecteur. Utilisé sous forme liquide depuis plusieurs décennies pour propulser Ariane, l'hydrogène fait toutefois l'objet d'investissements pour la mobilité lourde, en particulier sous la forme de carburants de synthèse dans l'aviation et le transport maritime. L'hydrogène est actuellement utilisé de manière très marginale dans le transport fluvial et le transport routier (50 bus, moins de 10 poids lourds, un peu moins de 200 camionnettes, un peu plus de 50 fourgons ou véhicules aménagés et près de

900 véhicules particuliers avec des piles à hydrogène au 1^{er} janvier 2024 selon le répertoire statistique des véhicules routiers RSVERO). Les stations de recharge sont principalement implantées en Normandie, Île-de-France, Auvergne-Rhône-Alpes et près de Nantes, à proximité des sites de production.

Les pertes et mélanges s'élèvent à près de 57 000 tonnes, soit 1,9 TWh. L'essentiel provient des quantités produites par les raffineries qui ne sont pas utilisées pures et sont donc considérées comme mélangées à d'autres gaz.

Figure 3 : consommation d'hydrogène pur dans l'industrie hors branche énergie (raffinage et transformation en électricité par secteur) en 2023

Répartition en %



Source : Insee, EACEI

partie 4

La consommation d'énergie par forme d'énergie

— La consommation d'énergie primaire de la France s'établit à 2 525 TWh en 2023, en hausse de 1,6 % par rapport à 2022. Cette légère progression s'explique par l'augmentation des pertes de chaleur induites par la production nucléaire, alors que la consommation finale diminue. Les températures ayant été similaires en 2022 et 2023, la hausse de la consommation primaire après correction des variations climatiques (CVC) s'établit également à 1,6 %.

Dans un contexte de prix élevés et de la mise en place de mesures de sobriété, la consommation finale à usage énergétique diminue de 4,0 % à climat corrigé. Tous les secteurs sont concernés par la baisse de consommation. La consommation à usage non énergétique, majoritairement concentrée dans la pétrochimie, diminue également mais dans une moindre proportion (- 1,9 % sur un an).

Au total, la baisse de consommation finale compensant la hausse des prix, la dépense des ménages, entreprises et administrations pour satisfaire leurs besoins en énergie est quasi stable, à 230 Md€. Elle se maintient à un niveau élevé, près de 20 % au-dessus de son niveau de 2021 en euros constants. Les produits pétroliers représentent 45 % de cette dépense nationale en énergie et l'électricité 37 %, loin devant les autres énergies.

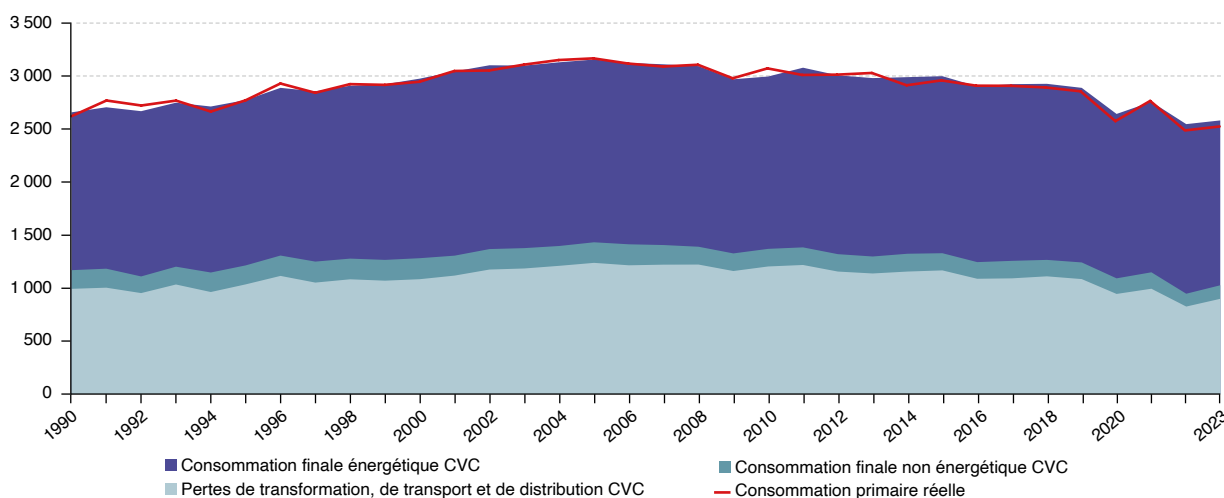


4.1 La consommation finale diminue mais la dépense se maintient à un niveau élevé dans un contexte de hausse des prix de l'énergie

La consommation d'énergie primaire de la France progresse de 1,6 % en 2023 et s'établit à 2 525 TWh (*figure 4.1.1*). La reprise de la production nucléaire et donc la plus forte consommation de chaleur nucléaire expliquent cette progression alors même que la consommation finale d'énergie diminue notamment sous l'effet des prix élevés de l'énergie et des appels à la sobriété. Corrigée des variations climatiques,

la hausse est également de 1,6 %. Les températures pendant la période de chauffe, mesurées par le nombre de degrés-jours unifiés (DJU), ont en effet été très similaires à celles de 2022 (*figure 4.1.2*). Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de consommation d'énergie (*voir encadré*), la consommation primaire a baissé de 16,3 % à climat corrigé.

Figure 4.1.1 : consommation primaire totale et par usage
En TWh



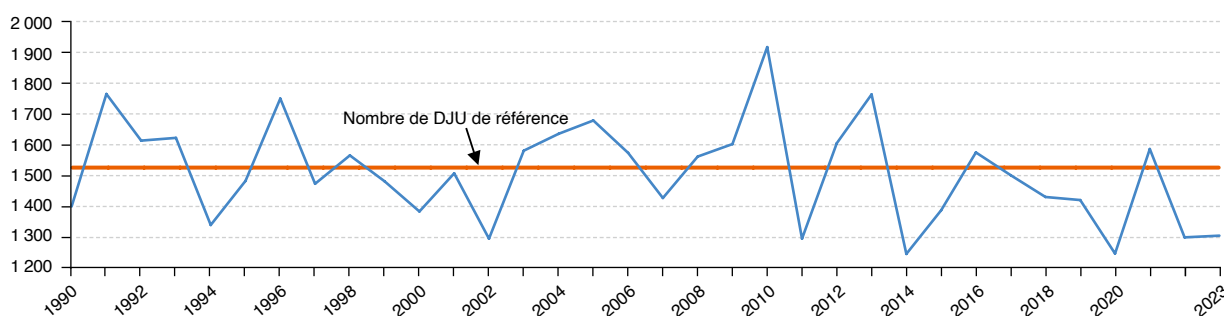
Note : les pertes de transformation, de transport et de distribution intègrent la consommation d'énergie des entreprises du secteur de la transformation pour leur usage propre ainsi qu'un écart statistique.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

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



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après Météo-France

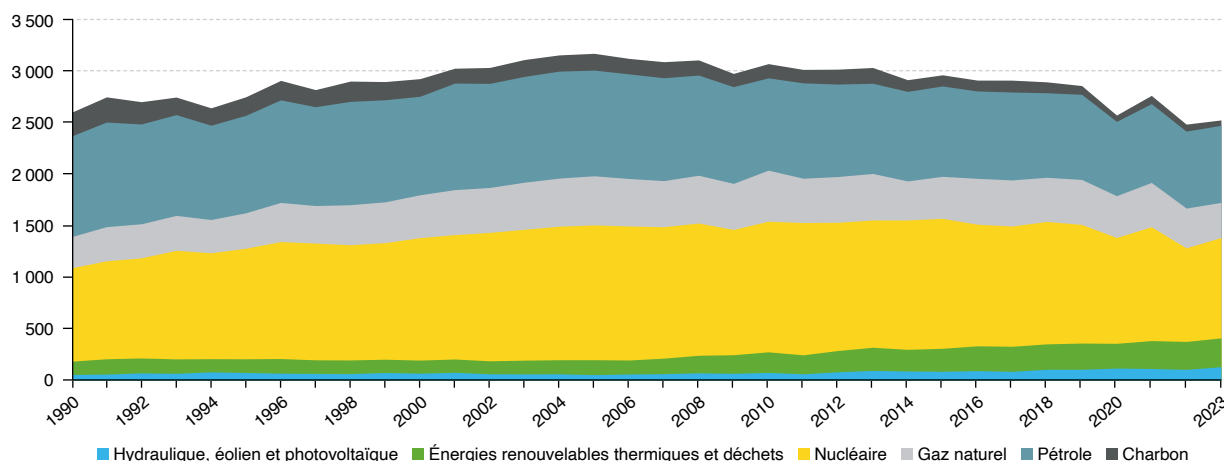
La hausse de la consommation primaire en 2023 provient de celle des pertes de transformation, de transport et de distribution d'énergie. Ces dernières (qui correspondent à la différence entre la consommation primaire et la consommation finale, à l'écart statistique près) augmentent de 13,2 % à climat corrigé, en raison principalement de la reprise de la production nucléaire et des pertes de chaleur induites (cf. 2.2.2). Celles-ci sont particulièrement importantes puisque seul un tiers de la chaleur produite par l'énergie nucléaire est convertie en électricité. La consommation finale d'énergie s'établit à 1 615 TWh en données réelles, dont 119 TWh pour les usages non énergétiques. Ceux-ci, majoritairement concentrés dans l'industrie et la pétrochimie, diminuent de 1,9 % en 2023. La consommation finale à usage énergétique diminue de 4,1 % et s'établit à 1 496 TWh en données réelles (cf. 5.1).

La consommation primaire évolue différemment selon les formes d'énergie (figure 4.1.3). Les énergies renouvelables électriques (hydraulique, éolien, photovoltaïque) voient leur

consommation progresser de 24,6 % sur un an, sous l'effet de la croissance des capacités installées et de conditions météorologiques plus favorables (la production hydraulique avait été fortement affectée par la sécheresse en 2022). La consommation de chaleur nucléaire progresse de 7,3 % avec le redémarrage des réacteurs qui avaient été mis à l'arrêt pour maintenance en 2022. La consommation d'énergies renouvelables (EnR) thermiques et déchets progresse également (+ 3,1 %), portée par les pompes à chaleur et le biogaz. À l'inverse, les consommations primaires de gaz naturel et de charbon diminuent fortement (respectivement - 11,9 % et - 22,9 %). La consommation primaire de pétrole est quasi stable (+ 0,3 %), la croissance de l'activité des raffineries compensant la baisse de consommation finale dans le transport. Le bouquet énergétique primaire se compose de 39 % de nucléaire (+ 2 points par rapport à 2021), 30 % de pétrole, 13 % de gaz (- 3 points en un an), 11 % d'EnR thermiques et déchets, 5 % d'EnR électriques et 2 % de charbon.

Figure 4.1.3 : consommation primaire par forme d'énergie

En TWh (données non 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 DROM.

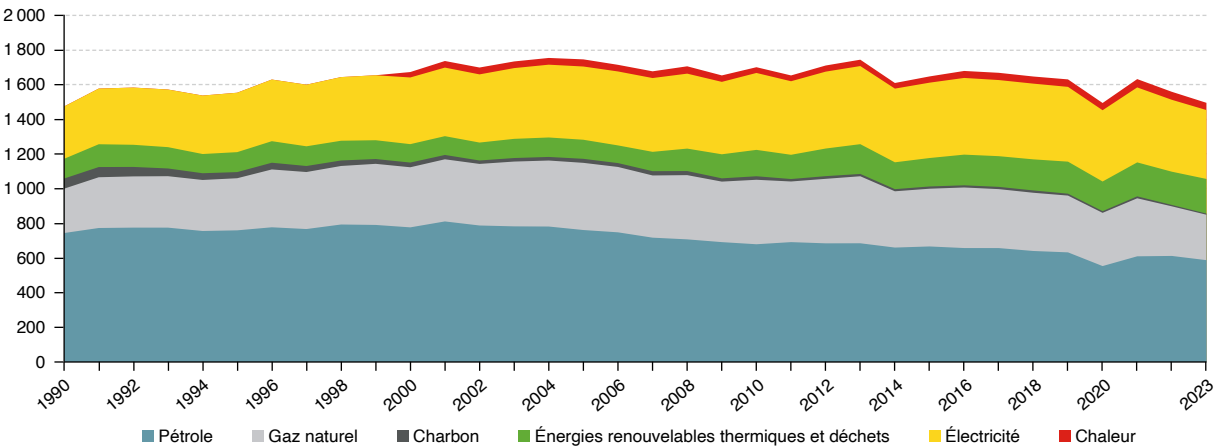
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

Le bouquet énergétique final reste, quant à lui, dominé par le pétrole (figure 4.1.4). En 2023, les produits pétroliers représentent ainsi 39 % de la consommation finale à usage énergétique, devant l'électricité (27 %), le gaz (18 %), les énergies renouvelables et les déchets (13 %), la chaleur (3 %)

et le charbon (0,4 %). Sur le long terme, la part des énergies fossiles dans le bouquet énergétique tend à diminuer depuis 1990 au profit de l'électricité et, depuis le milieu des années 2000, également au profit des énergies renouvelables.

Figure 4.1.4 : consommation finale à usage énergétique par forme d'énergie
En TWh (données non 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 DROM.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

Dans un contexte de prix élevés de l'énergie, et malgré la baisse de consommation finale, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 230 Md€ en 2023 pour satisfaire leurs besoins en énergie, soit un niveau similaire à celui de 2022 (figure 4.1.5). Elle se maintient donc à un niveau élevé, supérieur de près de 20 % à celui de 2021. Les produits pétroliers représentent toujours la part la plus

importante de la dépense, mais celle-ci diminue de 5 points, à 45 %, entre 2022 et 2023. Ils sont suivis par l'électricité qui voit sa part dans la dépense progresser de 7 points, pour atteindre 37 %. 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, tous usages confondus (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

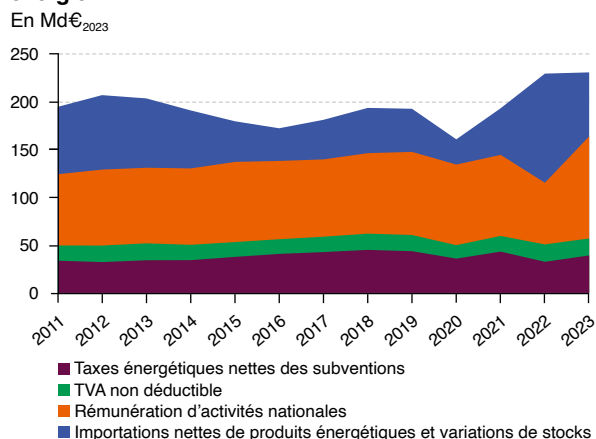
	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En Md€ ₂₀₂₃	En TWh	En Md€ ₂₀₂₃	En TWh	En Md€ ₂₀₂₃	En TWh	En Md€ ₂₀₂₃	En TWh	En Md€ ₂₀₂₃
Charbon (hors hauts-fourneaux)	14	0,4	13	0,3	14	0,4	11	0,5	10	0,4
Produits pétroliers	773	98,7	686	72,4	749	92,2	720	114,6	693	102,2
Gaz naturel	341	21,3	319	18,2	347	22,1	297	27,9	273	27,4
Énergies renouvelables et déchets	185	5,7	171	4,9	196	7,2	192	9,4	200	8,6
Électricité	432	61,1	411	60,7	433	65,5	415	69,2	398	85,3
Chaleur	43	2,9	42	2,6	48	3,5	46	4,4	42	3,8
Consommation finale (hors charbon des hauts-fourneaux)	1 787	190	1 641	159	1 787	191	1 681	226	1 615	228
Dépense nationale en énergie (y compris charbon des hauts-fourneaux)		192		160		192		228		230

Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

Au sein de la dépense nationale en énergie, le coût des importations nettes et des variations de stocks de produits énergétiques représente 67 Md€ (figure 4.1.6). Il diminue de 41 % par rapport à 2022 sous l'effet des baisses de prix sur les marchés internationaux. Les taxes énergétiques (nettes des subventions aux EnR) s'établissent à 39 Md€. Elles progressent de 20 % sur un an en raison de la baisse des subventions aux EnR qui deviennent négatives, les prix sur les marchés ayant été plus élevés que les prix fixés dans le cadre des obligations d'achat (cf. 3.4). La TVA non déductible est quasi stable, à 18 Md€, la hausse des prix compensant la baisse de la consommation finale. Le solde, soit 106 Md€, correspond à la rémunération d'activités réalisées sur le territoire national, principalement la production d'électricité et d'EnR, la gestion des réseaux de gaz et d'électricité, la distribution des carburants et le raffinage de pétrole. Elle progresse de 65 % sur un an, en lien avec la reprise de l'activité des centrales nucléaires et des raffineries.

Figure 4.1.6 : décomposition de la dépense nationale en énergie



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.

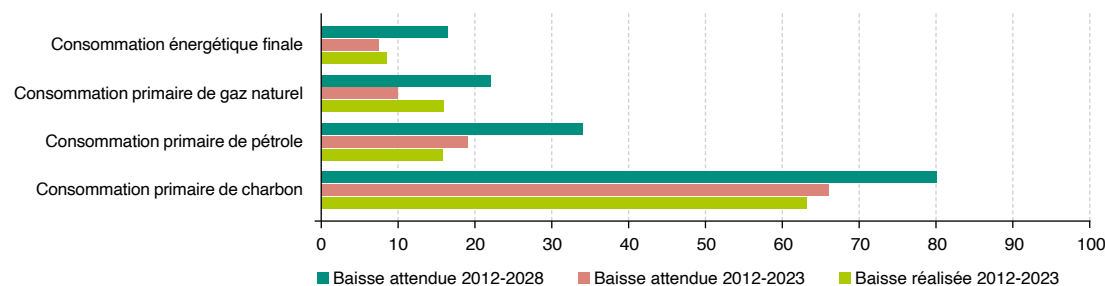
La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) relative à la France continentale, dans sa deuxième version adoptée en avril 2020, donne des cibles intermédiaires de réduction de la consommation d'énergie par rapport à 2012, et les décline par forme d'énergie (figure 4.1.7) :

- consommation finale d'énergie : - 7,5 % en 2023 et - 16,5 % en 2028 ; la baisse réalisée atteint 8,5 % en 2023 ;
- consommation primaire de gaz naturel : - 10 % en 2023 et - 22 % en 2028 ; la baisse réalisée atteint 15,9 % en 2023 ;
- consommation primaire de pétrole : - 19 % en 2023 et - 34 % en 2028 ; la baisse réalisée atteint 15,8 % en 2023 ;
- consommation primaire de charbon : - 66 % en 2023 et - 80 % en 2028 ; la baisse réalisée atteint 63,1 % en 2023.

La 3^e PPE qui fixe des objectifs en matière de production et de consommation d'énergie sur la période 2025-2035 est en cours de finalisation. La consultation du public s'est achevée le 5 avril 2025.

Figure 4.1.7 : baisses de consommations réalisées et attendues dans la PPE

En % (données corrigées des variations climatiques)



Champ : France continentale. La consommation d'énergie à usage non énergétique est exclue.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

4.2 Produits pétroliers et biocarburants : recul de la consommation et de la dépense

4.2.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

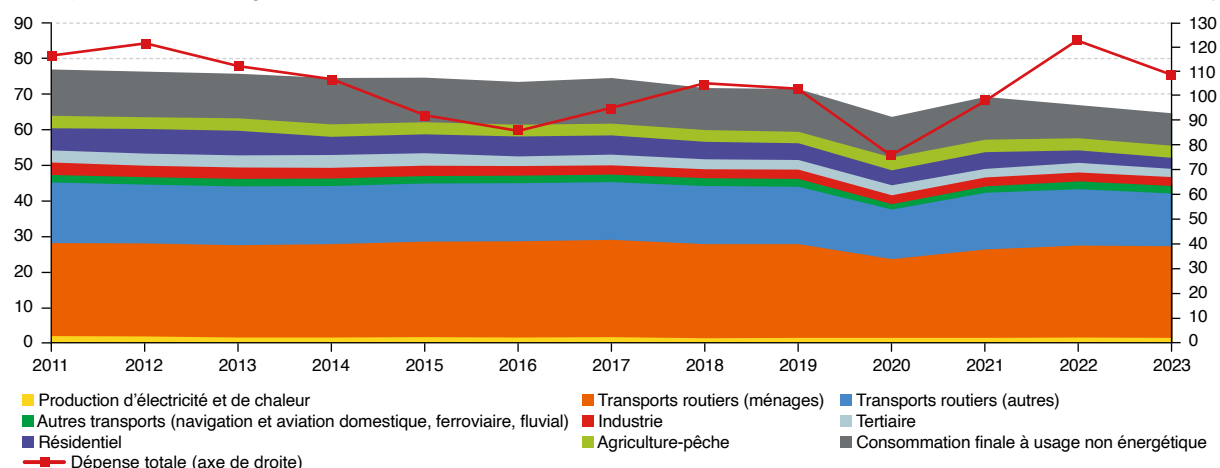
La consommation totale de produits pétroliers raffinés et biocarburants diminue de 3,5 % en 2023 et s'élève à 64,4 Mtep, soit 749,5 TWh (figure 4.2.1.1). Elle poursuit sa dynamique de baisse des années récentes (- 9,7 % par rapport à 2019). Les objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) visent une réduction de 7,6 % de la consommation finale, toutes énergies confondues, et de 20 % de la consommation primaire d'énergie fossile entre 2012 et 2023. Par rapport à 2012, la consommation finale de produits pétroliers baisse de 15,5 %.

Le secteur des transports reste le poste de consommation principal de produits raffinés et biocarburants (66 % de la consommation totale de produits pétroliers). Après une hausse en 2022, sa consommation recule en 2023 (- 2,7 %), pour se placer à un niveau proche de celui de 2021. Dans le résidentiel et le tertiaire, la baisse atteint 13,8 %. Seuls les secteurs de l'industrie et l'agriculture voient leur consommation augmenter (+ 1,5 % et + 1,2 % respectivement).

Corrigée des variations climatiques, la consommation de produits pétroliers et biocarburants connaît une baisse annuelle similaire à celle des données réelles (- 3,4 %) en raison de températures hivernales comparables à 2022. En excluant les carburants routiers, cette diminution est de 5,1 % relativement à 2022. Par rapport à 2012, les consommations à climat corrigé sont en nette baisse, en particulier hors carburants routiers (- 14,5 % pour la consommation totale, - 27,9 % en excluant les carburants routiers).

La dépense totale en produits pétroliers et biocarburants s'établit en 2023 à 109,1 Md€, en baisse de 11,3 % par rapport à l'année 2022 du fait d'une baisse de la consommation et des prix. En 2022, la dépense totale avait bondi de 25,8 %, en raison notamment de la très forte hausse des prix de l'énergie dans le contexte de tensions sur les produits pétroliers et gaziers à la suite du conflit entre l'Ukraine et la Russie. La dépense en 2023 reste à une valeur relativement haute par rapport aux années récentes, et s'établit toujours au-dessus du niveau précédent la crise sanitaire (+ 5,7 % comparativement à 2019).

Figure 4.2.1.1 : consommation totale de produits pétroliers raffinés et biocarburants par secteur et dépense totale associée
En Mtep (données non corrigées des variations climatiques) En Md€₂₀₂₃



Note : le secteur des transports n'inclut pas les soutes maritimes et aériennes internationales.
Champ : France entière (y compris DOM).
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

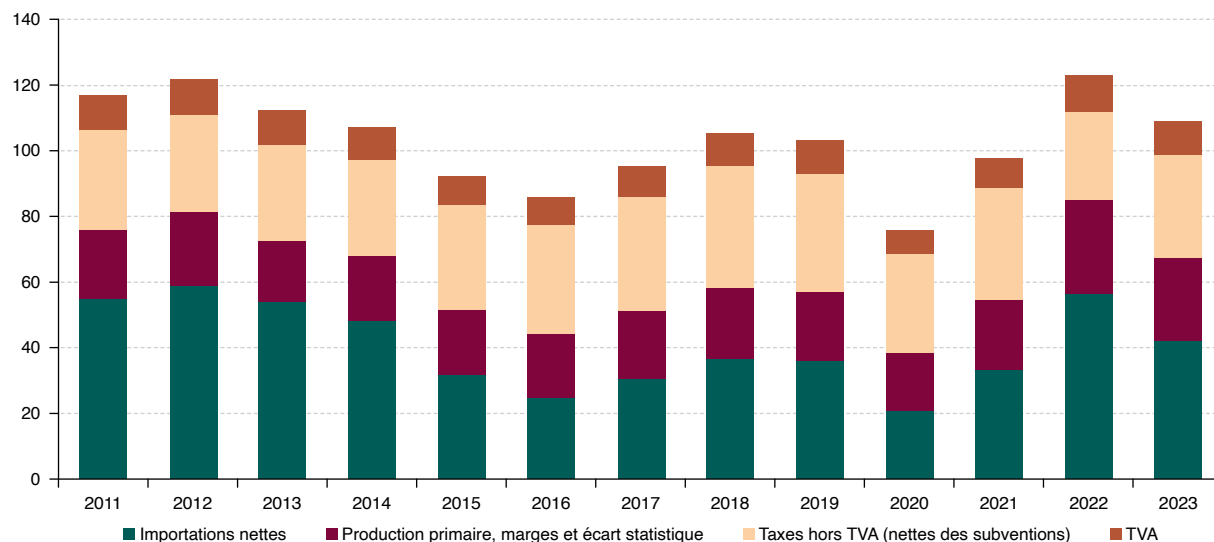
Après deux années de hausse consécutives, le coût des importations nettes (des exportations) de pétrole brut, de produits raffinés et de biocarburants diminue (- 25,2 % en euros constants) et s'élève à 42,1 Md€ en 2023 (figure 4.2.1.2). Ils restent supérieurs à ceux de 2019 (+ 17,2 %) et représentent 39 % de la dépense (taxes incluses) en 2023. La situation de tension géopolitique, en particulier en Ukraine et au Moyen-Orient, est responsable d'une crise énergétique qui a tiré à la hausse les prix du pétrole en 2022. La dépense servant à rémunérer des activités (de production, raffinage et transport-distribution) réalisées sur le sol national s'élève à 25,1 Md€ (à l'écart statistique près), soit 23 % du total, en baisse par rapport à l'année précédente (- 13,2 %).

Les 38 % de la dépense restants correspondent à la fiscalité. Celle-ci inclut la taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques (TICPE), la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (Tirib), la redevance

affectée au stockage des produits pétroliers (CPSSP) ainsi que, dans les DROM, la taxe spéciale de consommation (TSC, qui remplace la TICPE) et l'octroi de mer. La fiscalité sur les produits pétroliers comprend également la TVA, qui s'applique aux prix incluant les autres taxations. La TICPE, qui compte pour la plus grande partie des taxes, a procuré 30,9 Md€ de recettes (nette des remboursements) en 2023. En euros constants, ce montant est en recul (- 7,4 %) par rapport à 2022. Avec l'introduction de la composante carbone dès 2014, les montants perçus de TICPE avaient fortement augmenté entre 2014 et 2018 (+ 26,1 %). Ils se sont ensuite stabilisés entre 2018 et 2022 (en dehors d'une chute ponctuelle en 2020). En baisse de 1,4 %, la TSC a rapporté 0,55 Md€ en 2023. La TVA sur les produits pétroliers (hors part déductible pour les entreprises) s'élève à 10,4 Md€ en 2023, en baisse de 7,6 % par rapport à 2022 (en euros constants).

Figure 4.2.1.2 : décomposition de la dépense totale en pétrole brut, produits raffinés et biocarburants

En Md€₂₀₂₃



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 : SDES, Bilan de l'énergie

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

La consommation totale peut se décomposer comme la somme de la consommation à usage de production d'électricité et de chaleur (1,4 Mtep en 2023, dont plus de la moitié dans

les DROM), de la consommation finale à usage énergétique (54,0 Mtep biocarburants inclus) et de la consommation finale à usage non énergétique (9,1 Mtep) - (figure 4.2.1.3).

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃
Production d'électricité et de chaleur	1,4	808	1,4	587	1,4	798	1,5	1 312	1,4	1 001
Consommation finale à usage énergétique	57,9	94 118	50,5	68 887	55,6	87 378	56,0	110 727	54,0	99 708
Industrie	2,6	1 968	2,5	1 540	2,5	1 908	2,5	2 714	2,5	2 425
Transports*	44,6	79 604	37,5	57 440	42,5	73 718	43,8	92 857	42,7	85 550
dont transports routiers (ménages)	26,3	52 539	22,1	37 990	24,8	47 981	25,8	59 927	25,7	57 087
dont transports routiers (autres)	16,1	25 357	13,9	18 506	15,9	24 296	15,8	30 476	14,8	26 445
dont autres transports	2,2	1 709	1,5	945	1,8	1 441	2,2	2 454	2,1	2 018
Résidentiel	4,7	6 712	4,2	5 044	4,7	6 385	3,5	6 830	3,1	5 099
Tertiaire**	2,7	2 895	2,8	2 404	2,4	2 299	2,7	4 065	2,3	2 830
Agriculture-pêche	3,2	2 938	3,6	2 459	3,5	3 067	3,4	4 262	3,4	3 804
Consommation finale à usage non énergétique	12,0	8 272	11,4	6 354	12,0	9 640	9,3	10 999	9,1	8 402
Industrie	11,8	6 747	11,1	4 920	11,7	7 692	9,0	8 435	8,8	6 208
Pétrochimie	8,7	4 171	8,3	2 722	8,6	4 702	6,4	4 775	6,6	3 488
Construction	2,5	1 201	2,3	906	2,5	1 232	2,1	1 438	1,8	1 008
Autres industries	0,6	1 375	0,5	1 293	0,6	1 759	0,5	2 223	0,5	1 712
Autres (dont agriculture, transports)	0,3	1 525	0,3	1 434	0,3	1 948	0,3	2 564	0,3	2 194

* Hors soutes maritimes et aériennes internationales.

** Y compris les armées.

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie

4.2.2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

La consommation destinée à la production d'électricité et de chaleur représente 2 % de la consommation totale de produits pétroliers raffinés. Elle diminue sensiblement en 2023 (- 8,8 % par rapport à 2022), à 1,4 Mtep (16,1 TWh) - (figure 4.2.1.3). En France métropolitaine, 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. 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 24,8 % par rapport à 2012. En revanche, la consommation de fioul pour la production d'électricité n'est pas négligeable en outre-mer.

La facture associée s'établit en 2023 à 1,0 Md€, en repli de 23,7 % en euros constants en un an, du fait du recul de la demande mais aussi de la nette baisse des prix.

4.2.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

En données réelles, la consommation finale à usage énergétique de produits pétroliers (y compris biocarburants) s'élève à 54,0 Mtep en 2023 (soit 628,0 TWh), en recul de 3,5 % par rapport à l'année précédente (figure 4.2.1.3). Elle est également en retrait par rapport au niveau précédent la crise sanitaire (- 6,7 % comparativement à l'année 2019).

L'usage des transports concentre 66 % de la consommation totale de produits pétroliers (y compris biocarburants) en France, soit 42,7 Mtep en 2023 (hors soutes maritimes et aériennes internationales). Relativement stable entre 2012 et 2019, cette consommation avait chuté en 2020 au cours de la crise sanitaire, puis était repartie à la hausse en 2021 et 2022, sans retrouver son niveau de 2019. En 2023, elle diminue de nouveau (- 2,7 %, cf. 5.5). Le transport routier des ménages absorbe la plus grande part de cette consommation (25,7 Mtep en 2023) et reste stable par rapport à 2022.

La baisse de consommation touche majoritairement le transport routier hors ménages, qui recule de 6,3 % en 2023, sous l'effet notamment d'une diminution du transport de marchandises et de voyageurs. Les autres modes de transport (aérien, ferroviaire, maritime et fluvial) consomment, quant à eux, 2,1 Mtep (hors soutes internationales). Leur consommation baisse également au cours de l'année (- 6,9 %) et se positionne en dessous du niveau de 2019 (- 6,3 %).

Les 66 % de produits pétroliers utilisés dans les transports étant davantage taxés, ils représentent 78 % de la dépense totale en produits pétroliers. La dépense totale dans les transports s'établit ainsi à 85,6 Md€ en 2023. Elle est en baisse de 7,9 % par rapport au niveau record atteint en 2022, en conséquence de la hausse des prix des carburants liée à l'évolution générale des prix de l'énergie en 2022. Les entreprises contribuent moins à cette dépense qu'à la consommation physique des transports car, outre le fait qu'une partie de la TVA est déductible, certains secteurs d'activité bénéficient d'exonérations fiscales. La dépense de produits pétroliers hors ménages dans les transports est de 26,4 Md€ en 2023, en baisse de 13,2 % par rapport à l'année précédente. Quant aux ménages, ils dépensent plus du double avec 57,1 Md€, en baisse plus mesurée que celle des entreprises (- 4,7 % en 2023).

Les consommations dans le résidentiel et le tertiaire diminuent nettement (- 13,8 %), à 5,4 Mtep en 2023. Cette évolution s'inscrit dans une tendance de baisse des consommations de produits pétroliers dans le résidentiel-tertiaire sur les dernières années. À climat corrigé, elles ont ainsi été divisées par deux depuis 2012 dans le résidentiel en raison de la chute progressive des habitations chauffées au fioul. Celles du secteur tertiaire s'inscrivent dans une dynamique de baisse plus mesurée depuis 2012 (- 28,8 % sur la période, à climat corrigé). Les dépenses respectives du résidentiel et du tertiaire s'élèvent à 5,1 Md€ et 2,8 Md€, en nette baisse (respectivement - 25,3 % et - 30,4 %) par rapport à l'année 2022.

La consommation de produits pétroliers (y compris biocarburants) à usage énergétique dans l'industrie croît très légèrement en 2023 (+ 1,5 %), pour s'établir à 2,5 Mtep. Elle a connu une baisse progressive entre 2012 et 2017 (- 19,9 %), justifiée à la fois par le recours à d'autres énergies, par des gains d'efficacité énergétique et par la relative désindustrialisation de l'économie. Elle se maintient à un niveau stable depuis (- 2,0 % entre 2017 et 2023). À l'image des dépenses de produits pétroliers dans tous les secteurs, la facture associée chute nettement en 2023 (- 10,7 %), pour s'établir à 2,4 Md€.

Le secteur de l'agriculture et de la pêche consomme essentiellement du gazole non routier (avec une fiscalité différente depuis 2011 du fioul domestique). Sa consommation s'établit à 3,4 Mtep en 2023, très stable depuis 2012 (oscillant en données corrigées des variations climatiques entre 3,2 et 3,6 Mtep au cours de la période 2012-2023). La dépense du

secteur connaît, quant à elle, une baisse de 10,7 % en 2023 et s'établit à 3,8 Md €.

4.2.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

Les usages non énergétiques de produits pétroliers se concentrent essentiellement dans l'industrie pétrochimique de premier niveau, dont les produits entrent dans la fabrication de produits synthétiques (matières plastiques, cosmétiques, etc.).

La consommation finale non énergétique de produits pétroliers recule légèrement en 2023, à 9,1 Mtep (105,4 TWh), soit un repli de 2,2 % sur un an (*figure 4.2.1.3*). Elle avait chuté en 2022, principalement en raison de plusieurs arrêts d'installations pétrochimiques pour maintenance ou incidents. En 2023, la consommation de ce secteur repart modérément, tout en restant faible.

Environ 2 Mtep de bitumes sont consommées chaque année dans le secteur de la construction. En 2023, cette consommation s'est fortement repliée (- 15,9 %) alors que l'activité du secteur est restée relativement stable. Les autres produits correspondent essentiellement 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 facture associée à cette consommation non énergétique s'élève à 8,4 Md€ en 2023. Après avoir augmenté fortement en 2022 en raison de la hausse des prix, elle diminue nettement en 2023, de 23,6 % par rapport à 2022, en euros constants, à la suite de la baisse des prix, et se rapproche ainsi de son niveau de 2019 (8,3 Md€₂₀₂₃).

4.2.5 CONSOMMATION ET DÉPENSE PAR PRODUIT

Malgré une baisse de consommation en 2023 (- 5,1 %), le gazole routier (y compris biodiesel) représente près de la moitié de la consommation réelle de produits pétroliers et biocarburants en 2023 (47 %) et plus de la moitié de la dépense (52 %) - (*figures 4.2.5.1 et 4.2.5.2*). Il précède les supercarburants (17 % de la consommation pour 25 % de la dépense), qui représentent les seuls produits pétroliers en hausse au cours de l'année (+ 5,8 % de consommation par rapport à 2022). Cette augmentation est liée à l'évolution du parc automobile, dans lequel le nombre de motorisations essence progresse au détriment des véhicules diesel. Par rapport à 2012, année de référence choisie dans la PPE, la consommation de carburants routiers baisse de 4,3 % avec des évolutions très différentes selon les produits : le gazole routier diminue de 15,8 % alors que les supercarburants progressent de 36,9 % et les biocarburants de 29,5 %. Ces derniers représentent 5 % de la consommation de produits pétroliers en 2023. En cumulé, le gazole routier et les supercarburants (biocarburants inclus) correspondent à 64 % de la consommation pour 77 % de la dépense.

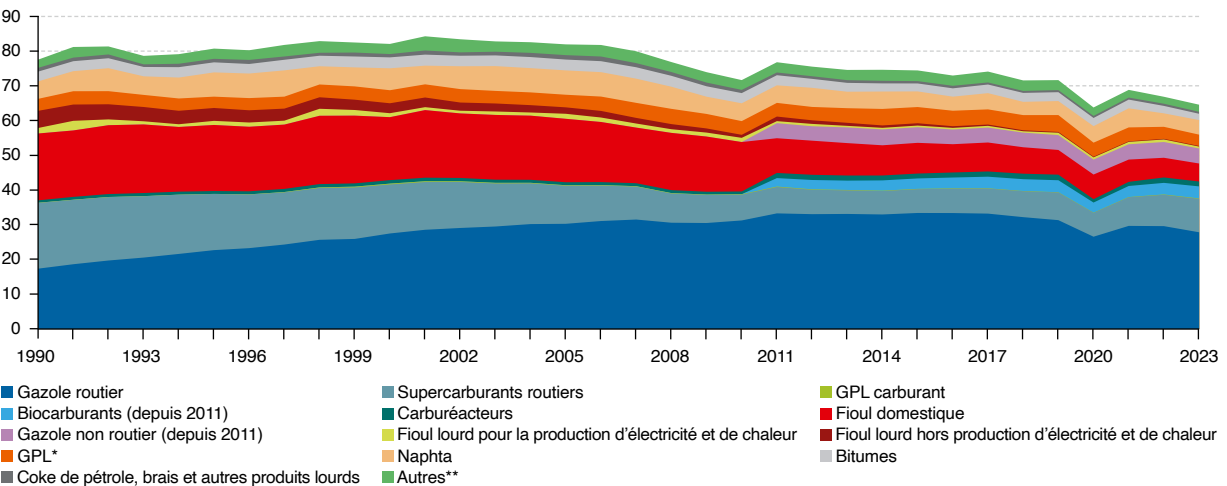
partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

Cette différence s'explique par une fiscalité plus lourde sur ces carburants que sur d'autres produits pétroliers.

Pour une raison inverse, la part de fioul domestique et des autres gazoles dans la consommation (15 %) est plus importante que cette même part dans la dépense (11 %). Leur consommation poursuit une tendance à la baisse (- 6,4 % sur l'année, - 32,2 % par rapport à 2012). Ensuite, les consommations les plus importantes sont celles de produits non énergétiques (10 % de la consommation et 7 % de la dépense) et de GPL (5 % de la consommation pour 3 %

de la dépense). Bien que minoritaire dans la consommation de produits pétroliers (3 %), le jet kérosène est l'un des produits qui diminuent le moins depuis 2012 (- 7 %, contre - 15 % tous produits confondus). Par rapport à 2022, sa consommation est en baisse de 8,0 % tandis que la dépense associée au produit chute de 31,4 % en 2023 par rapport à 2022. Le fioul lourd a quant à lui vu sa consommation divisée par trois depuis 2012 et représente en 2023 seulement 1 % de la consommation finale de produits pétroliers et moins d'1 % de la dépense.

Figure 4.2.5.1 : consommation de produits pétroliers raffinés par type de produit
En Mtep (données corrigées des variations climatiques)



* 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 DROM.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃	En Mtep	En M€ ₂₀₂₃
Gazole routier	33,9	58 046	28,6	41 449	31,9	51 827	31,8	65 053	30,2	56 916
Fioul domestique et autres gazoles	11,5	11 729	11,3	8 807	11,1	10 717	10,2	15 254	9,6	11 808
Supercarburants*	9,0	20 557	7,7	15 592	9,3	21 198	10,3	26 250	10,9	27 475
Jet kérosène	1,9	924	1,2	325	1,6	694	2,0	1 650	1,8	1 132
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	4,6	4 250	3,8	3 451	3,9	4 072	3,4	3 963	3,1	3 179
Fioul lourd	0,9	490	0,8	347	0,9	463	0,9	668	0,7	433
Produits non énergétiques**	7,1	5 920	7,6	5 100	8,5	7 813	6,5	8 855	6,5	7 127
Autres***	2,4	1 280	2,1	757	1,8	1 030	1,6	1 346	1,7	1 041
Total	71,3	103 197	63,3	75 828	69,0	97 815	66,7	123 038	64,4	109 111

* Y compris essence aviation.
** Naphta, bitumes, lubrifiants.
*** Coke de pétrole, pétrole lampant, autres.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

4.3 Gaz naturel : baisse générale de la consommation et diminutions ponctuelles des dépenses

4.3.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

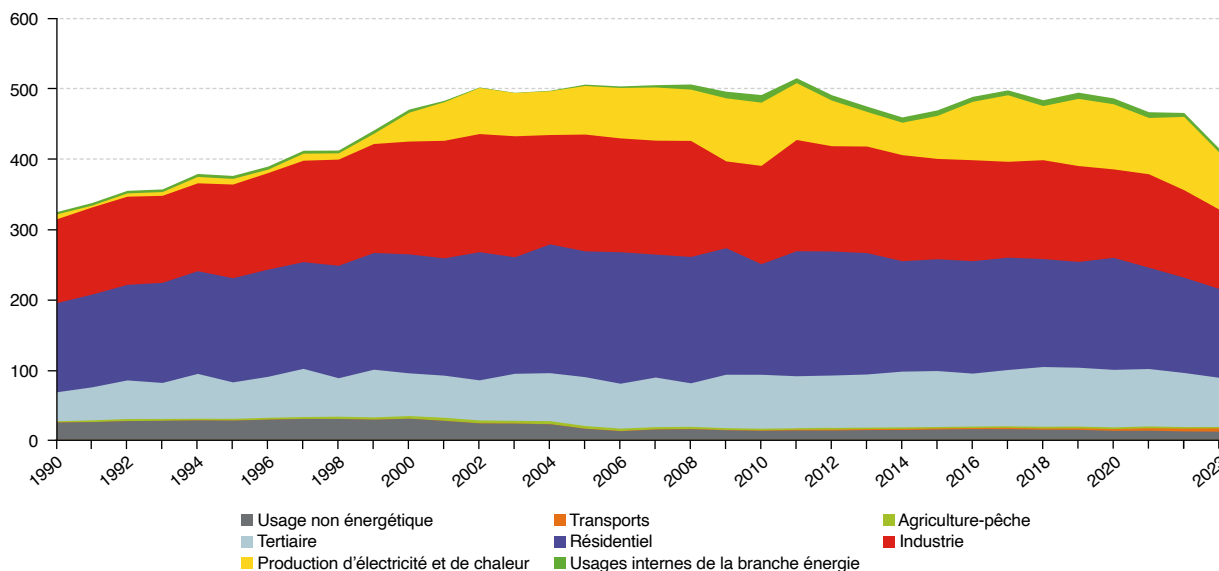
En 2023, la consommation totale de gaz naturel en France s'établit à 383 TWh PCS (soit 425 TWh PCI). Elle diminue fortement pour la deuxième année consécutive : baisse de 42 TWh PCS (- 8,8 %) en 2022 et de 50 TWh PCS (- 11,6 %) en 2023, soit 92 TWh PCS (- 19,3 %) entre 2021 et 2023. Ce niveau est le plus bas atteint depuis la fin des années 90. Par rapport à 2012, année de référence de la programmation

pluriannuelle de l'énergie (PPE), la diminution est de 23,5 % (- 118 TWh PCS) ; cette baisse est un bon signal pour le respect de la PPE (cf. 4.1). Pour mémoire, la PPE prévoit une baisse de 10 % pour la période 2012-2023 de la consommation primaire de gaz naturel corrigée des variations climatiques¹⁰.

Les températures de 2023 et 2022 ayant été proches, la consommation totale corrigée des variations climatiques diminue dans les mêmes proportions : - 11 %, à 414 TWh PCS en 2023 (figure 4.3.1.1).

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 : SDES, Bilan de l'énergie, 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

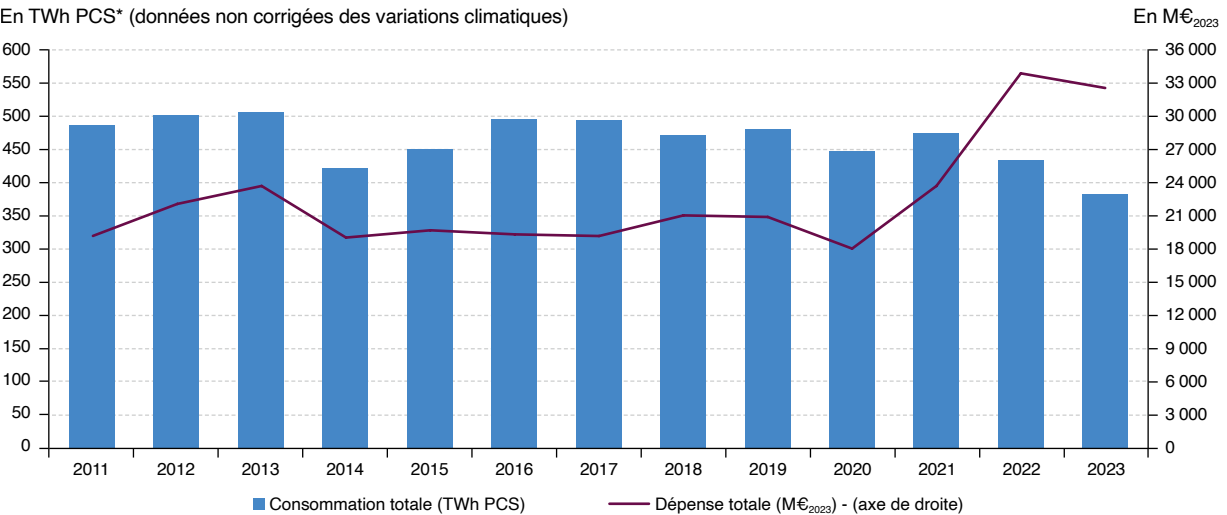
Les dépenses pour l'achat de gaz diminuent aussi en 2023, passant de 33,9 à 32,6 milliards, soit une diminution de 3,9 % (figure 4.3.1.2). Cette diminution est beaucoup moins forte que celle de la consommation. L'évolution du prix sur le marché de gros est répercutée avec retard sur le prix de vente (cf. 1.3). Le délai de répercussion diffère suivant la quantité consommée (les plus gros consommateurs étant plus

sensibles aux variations des prix de marché), le type d'offre souscrite (prix fixe, indexation marché, autre indexation...) et son échéance. Par conséquent, en 2023 le prix de vente pour les « petits » consommateurs a continué de croître malgré une baisse du prix sur le marché de gros. Cela explique que la diminution de la dépense est moindre que la diminution de la consommation.

¹⁰ Par rapport à la consommation totale, la consommation primaire de la PPE exclut les injections de biogaz et les consommations pour matière première et inclut les pertes du réseau de transport.

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

Figure 4.3.1.2 : consommation de gaz naturel et dépense associée



* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

4.3.2 BRANCHE ÉNERGIE

En 2023, avec la reprise des productions d'électricité nucléaire et hydraulique, les centrales à gaz ont été moins sollicitées qu'en 2022 et la consommation de gaz naturel du secteur est redescendue à 80 TWh PCS (figure 4.3.2.1). En 2022, la consommation de gaz naturel de la branche énergie avait connu le niveau record de 104 TWh PCS. Avec une diminution de 20 % entre 2022 et 2023, la consommation de gaz de la branche énergie passe en

un an d'un point historiquement haut à un point historiquement bas.

Les dépenses en gaz de la branche énergie diminuent, passant de 405 à 329 millions d'euros, soit une baisse de 31 % en un an, liée non seulement à la baisse de la consommation mais aussi à celle des prix pour ces acteurs. En effet, la branche énergie étant une « grosse » consommatrice de gaz naturel, les prix de ses contrats de fourniture de gaz naturel suivent avec moins de retard l'évolution à la baisse des prix sur les marchés de gros.

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃
Transformation en électricité ou chaleur	93	1 963	85	1 434	82	3 122	98	7 050	75	4 803
Branche énergie hors transformation	9	146	8	97	8	293	6	405	6	329
Branche énergie	102	2 108	93	1 531	90	3 415	104	7 455	80	5 132

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

4.3.3 CONSOMMATION FINALE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

Dans l'ensemble, la consommation finale de gaz naturel à usage énergétique diminue de 8,4 % en 2023, passant de 318 à 291 TWh PCS (figure 4.3.3.1). Malgré cette baisse, les dépenses associées augmentent de 6,7 %, pour atteindre 27 milliards d'euros en 2023. Cette situation nationale masque en fait de grandes disparités entre les secteurs.

Le secteur résidentiel est le plus gros consommateur avec 38,7 % de la consommation finale de gaz naturel. En 2023, le secteur consomme 113 TWh PCS et dépense 12,8 milliards d'euros. Par rapport à 2022, il diminue sa consommation de 7,3 % et voit ses dépenses augmenter de 10,7 %.

Le secteur de l'industrie représente 37,7 % de la consommation finale de gaz naturel. Les dépenses pour le secteur industriel diminuent plus vite que la consommation. En effet, en 2023, la consommation de gaz naturel du secteur diminue de 9,5 % alors que les dépenses associées diminuent de 11,4 %. La diminution du prix payé par les industriels s'explique par la présence de « gros » consommateurs

dans ce secteur plus sensible à la baisse des prix sur le marché de gros.

Avec 63 TWh en 2023, la part de la consommation finale du secteur tertiaire est de 21,7 %. Le tertiaire diminue sa consommation de 9,8 % mais voit ses dépenses augmenter de 27,1 %, à 6,1 milliards d'euros. C'est le secteur le plus impacté par la hausse des prix du gaz.

Les transports sont le seul secteur d'activité dont la consommation de gaz naturel augmente. Celle-ci passe de 4,1 à 4,7 TWh PCS, soit une augmentation de 14,6 %. La consommation de gaz de ce secteur accélère sa progression, notamment grâce au développement du parc de poids lourds alimentés au gaz. La part du secteur dans la consommation finale reste modeste, puisqu'elle est de 1,5 % en 2023, mais elle a plus que doublé depuis 2019. Les dépenses du secteur pour l'achat de gaz naturel augmentent de 30,7 % entre 2022 et 2023.

Le secteur agricole a consommé 2 TWh PCS, en baisse de 8,2 % par rapport à 2022. Il représente 0,7 % de la consommation finale de gaz. La dépense en gaz naturel du secteur est de 167 millions d'euros en 2023, soit une hausse de 15,5 % par rapport à 2022.

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃
Industrie	135	3 748	121	2 771	134	4 959	120	8 455	109	7 491
Transports	2,1	74,9	2,5	78,4	3,5	137,2	4,1	301,1	4,7	393,7
Tertiaire	81	3504	73	3 066	84	3 763	70	4 809	63	6 114
Résidentiel	144	11 146	142	10 365	148	10 798	121	11 561	113	12 801
Agriculture-pêche	2,6	99,0	2,5	88,2	2,6	107,0	2,1	145,0	2,0	167,5
Total	364	18 572	341	16 369	372	19 764	318	25 272	291	26 967

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

4.3.4 CONSOMMATION FINALE À USAGE NON ÉNERGÉTIQUE

La consommation non énergétique de gaz naturel est essentiellement une consommation comme matière première dans le secteur de la chimie. Le gaz naturel entre notamment

dans la production d'hydrogène (*voir focus hydrogène*) ou de méthanol. En 2023, cette consommation s'élève à 12 TWh PCS, soit une consommation comparable à celle de 2022. Les dépenses ont, quant à elles, nettement diminué, passant de 1,2 milliard d'euros à 479 millions, soit une baisse de 59 %.

Figure 4.3.4.1 : consommation finale de gaz naturel à usage non énergétique (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₃
Chimie	14	225	13	140	13	532	12	1 178	12	479

* PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

4.4 La consommation de charbon est historiquement faible et la dépense associée chute nettement

En 2023, la consommation primaire de charbon, corrigée des variations climatiques, s'établit à 55 TWh. Elle recule de 22 % par rapport à 2022, et atteint ainsi son plus bas niveau depuis le début des observations, en dessous même de son niveau de 2020 (66 TWh) - (figure 4.4.1). La consommation de charbon est orientée à la baisse depuis une trentaine d'années, même si elle peut augmenter ponctuellement, comme en 2017 ou 2021. En effet, les autres formes d'énergie se substituent progressivement au charbon dans la plupart des secteurs consommateurs. Par rapport à 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), la consommation primaire de charbon baisse de 61 % à climat corrigé.

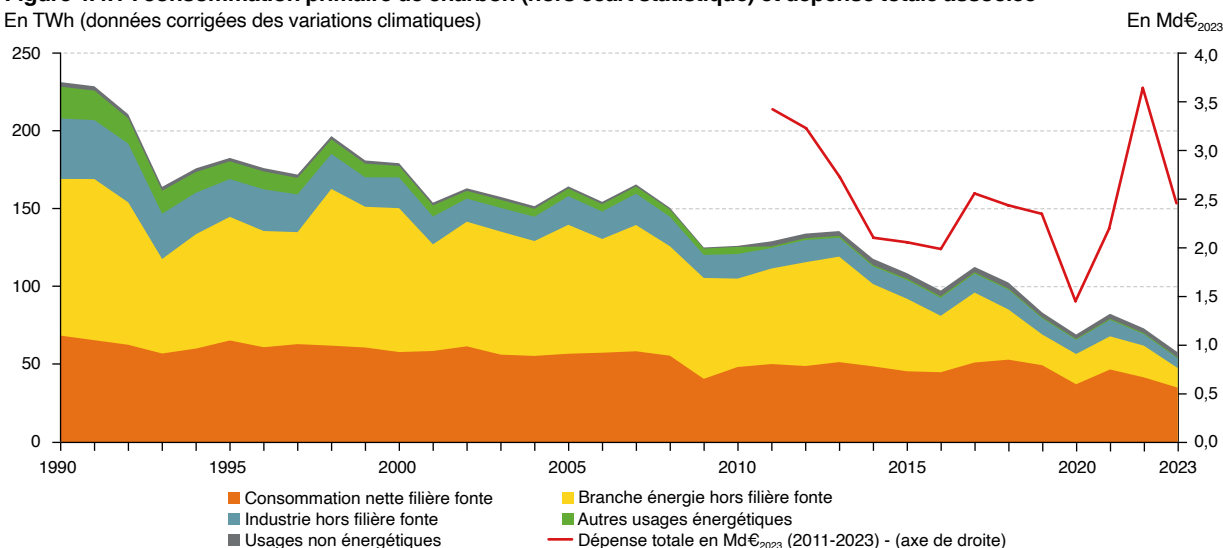
Depuis 2015, la filière fonte constitue le principal consommateur de charbon en France avec, en 2023, 64 % de la consommation totale. Elle est suivie par celle de la production d'électricité et de chaleur, qui ne représente

plus que 23 % de la consommation (contre 48 % en 2012). La consommation finale (essentiellement celle de l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux) compte, quant à elle, pour 18 % de l'ensemble des ressources primaires consommées en 2023 (le solde entre les ressources et la somme des consommations des différents secteurs correspondant à l'écart statistique).

Après avoir atteint un niveau inédit à 3,6 Md€₂₀₂₃ en 2022, la dépense totale en charbon chute de nouveau nettement en 2023, à 2,5 Md€ (- 33 %), en raison de la baisse importante de la consommation et de la chute des prix (cf. 1.4). Elle reste élevée, un peu supérieure à son niveau de 2019 (2,3 Md€₂₀₂₃). 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 près de 70 % de la dépense totale, contre 53 % en 2012.

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

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Note : un opérateur a révisé fortement 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 DROM. Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

Outre la filière fonte, dont la consommation totale nette s'élève à 35 TWh en 2023, 10 TWh de produits charbonniers ont été consommés par la branche énergie à des fins de production électrique ou, de façon plus marginale, de production de chaleur vendue ensuite à des tiers (figure 4.4.2). Cette quantité correspond, pour l'essentiel, à du charbon-vapeur utilisé comme combustible par des centrales thermiques à flamme. Par ailleurs, du gaz fatal issu des installations sidérurgiques est brûlé pour produire de l'électricité sur le site industriel lui-même ou dans une centrale thermique voisine, comme c'est notamment le cas à Dunkerque.

La consommation des centrales a diminué de près de 81 % depuis 2012. Cette baisse reflète 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 trois quarts sur le territoire métropolitain sur la période. Fin décembre 2023, seules cinq unités de production, réparties sur quatre sites, à Cordemais (Loire-Atlantique) et Saint-Avold (Moselle) restent en activité.

Fin 2023, les départements et régions d'outre-mer comptent deux 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. Ces installations sont les centrales du Moule (Guadeloupe) et du Gol (La Réunion). Les unités ultramarines sont en cours de conversion en unités 100 % renouvelable (bagasse-biomasse). La centrale de Bois-Rouge, à Saint-André (La Réunion), a été convertie totalement à la biomasse en mars 2023 et a ainsi abandonné le combustible charbonnier.

À son tour, la centrale du Gol a été convertie en février 2024 et ne consomme plus de charbon.

Avec la chute importante de la production d'électricité à partir de charbon en métropole, les centrales ultramarines représentent plus de la moitié des consommations de charbon des producteurs d'électricité ou de chaleur cogénérée dont c'est l'activité principale. Cette part était temporairement passée à environ 30 % en 2021 et 2022 dans un contexte de moindre disponibilité des centrales nucléaires et de tensions sur l'approvisionnement en gaz.

Au-delà de cette tendance de long terme, la consommation des centrales thermiques à charbon en France métropolitaine est très sensible à la rigueur des températures, celles-ci étant principalement utilisées comme moyens de pointe lors des vagues de froid hivernales. En 2022, les tensions sur l'approvisionnement en gaz ont entraîné la réouverture provisoire de la centrale de Saint-Avold, qui devait être définitivement arrêtée.

La consommation de charbon des centrales, corrigée des variations climatiques, diminue d'un tiers en 2023, à 13 TWh, son niveau le plus faible depuis le début des mesures.

En effet, les centrales à charbon métropolitaines ont été nettement moins sollicitées qu'en 2022 grâce au rebond du nucléaire, à la forte augmentation de la production renouvelable et à la baisse de la consommation (cf. 3.4). Par ailleurs, la centrale de Bois-Rouge à La Réunion n'utilise plus de charbon.

La dépense pour produire de l'électricité ou de la chaleur s'élève en 2023 à 0,4 Md€. Hors inflation, la facture a diminué de 44 % en un an, en lien avec la chute de la demande et le recul des prix de l'énergie.

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Production d'électricité et de chaleur	17,9	327	15,1	228	22,1	455	17,4	634	9,7	357
Charbon primaire	12,2	188	10,4	117	16,8	309	13,1	520	6,6	214
Gaz dérivés	5,7	139	4,7	111	5,3	147	4,2	113	3,1	143

Source : SDES, Bilan de l'énergie

La consommation finale de charbon en France s'élève à 10 TWh en 2023 (figure 4.4.3), un minimum historique. Elle fléchit nettement en un an (- 9 %). Par rapport à 2019, cette consommation recule aussi sensiblement (- 29 %). Depuis 2012, la consommation finale de charbon a chuté de 45 %.

La dépense correspondante s'établit à 0,4 Md€ en 2023. Mesurée en euros constants, elle recule de 17 % par rapport à 2022, du fait de la baisse importante des prix, mais reste supérieure à celle de 2021 et 2019 (+ 8 %).

Les usages non énergétiques du charbon représentent 33 % de la consommation finale en 2023. Cette part augmente de 5 points en un an en raison de la baisse de la consommation finale énergétique, en particulier dans l'industrie. Elle était restée stable depuis près de dix ans jusqu'en 2021. Ces usages non énergétiques concernent en premier lieu les secteurs industriels de la sidérurgie, de la chimie puis, dans une moindre mesure, celui des produits minéraux non métalliques.

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

Les usages énergétiques se concentrent, quant à eux, en quasi-totalité dans l'industrie, principalement dans les secteurs de la chimie, des produits minéraux non métalliques (notamment la fabrication de ciments, plâtres et chaux) et de l'agroalimentaire (par exemple les sucreries). Le charbon est très marginalement utilisé comme combustible, en général pour le chauffage, dans le résidentiel et le tertiaire, notamment dans les Hauts-de-France.

Figure 4.4.3 : consommation finale de charbon (données non corrigées des variations climatiques)
En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Industrie	10,3	9,1	10,5	7,4	6,2
Charbon primaire	8,5	7,7	8,9	6,1	4,9
Charbon dérivé	1,8	1,4	1,6	1,3	1,3
Autres usages énergétiques	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6
Charbon primaire	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
Charbon dérivé	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0
Usages non énergétiques	3,1	2,8	3,2	3,0	3,4
Charbon primaire	1,2	1,4	1,4	1,4	1,5
Charbon dérivé	1,9	1,5	1,8	1,7	1,9
Total	14,1	12,5	14,5	11,1	10,1
Charbon primaire	10,4	9,6	11,0	8,0	6,9
Charbon dérivé	3,8	2,9	3,5	3,1	3,2

Source : SDES, Bilan de l'énergie

4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets augmente en 2023

4.5.1 CONSOMMATION TOTALE

La consommation primaire d'énergies renouvelables (EnR) et de déchets s'élève à 409 TWh en 2023. Elle se répartit en 209 TWh consommés par la branche énergie (pour la production d'électricité ou de chaleur) et 200 TWh consommés directement par les utilisateurs finaux, principalement pour les besoins de chauffage. Au sein de la branche énergie, la consommation d'EnR et déchets sert majoritairement à produire de l'électricité : 129 TWh pour la production d'électricité issue des filières hydraulique, éolienne et photovoltaïque et 15 TWh de combustibles (principalement de la biomasse et des déchets) brûlés pour produire de l'électricité. 41 TWh de combustibles sont également consommés pour produire simultanément de la chaleur et de l'électricité par cogénération, et 15 TWh pour produire de la chaleur. 8 TWh de biométhane sont par ailleurs injectés dans les réseaux.

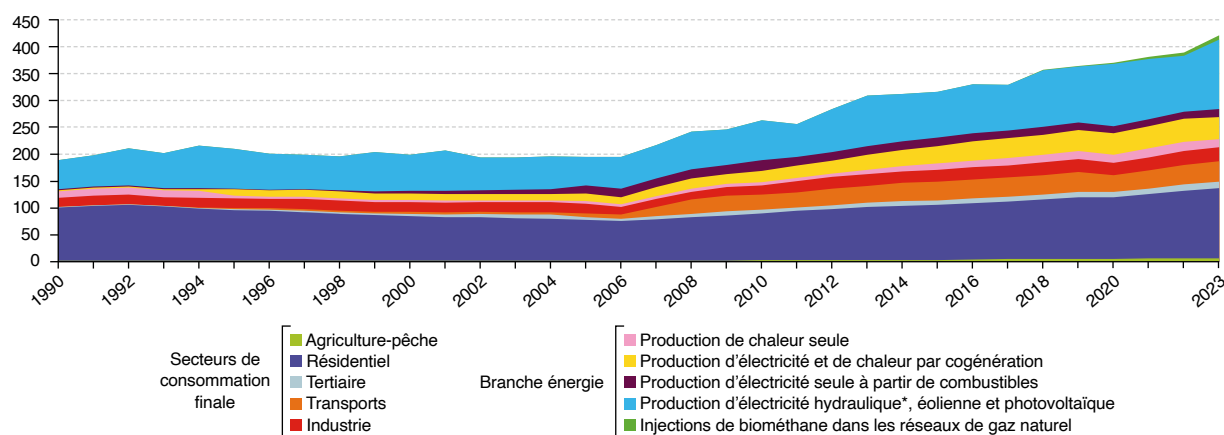
Tous usages confondus, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 9,1 % sur un an. Cette augmentation est portée par la filière

hydraulique, du fait des conditions pluviométriques de 2023 proches de la moyenne après une année 2022 chaude et très sèche, et par la filière éolienne, du fait du développement du parc et de conditions de vent favorables (cf. 2.2.3). D'autre part, des températures automnales légèrement plus basses par rapport à 2022 ont entraîné un besoin accru de chauffage des ménages qui s'est traduit notamment par l'augmentation de la consommation de bois-énergie et de chaleur renouvelable des pompes à chaleur dans le résidentiel.

Les énergies renouvelables continuent de se développer. À climat corrigé, la consommation primaire d'énergies renouvelables et de déchets augmente de 8,7 % en 2023. Elle a doublé depuis le milieu des années 2000 et a augmenté de 36,9 % depuis 2013 (figure 4.5.1.1). En enlevant la consommation des énergies renouvelables électriques¹¹ (qui ne sont pas corrigées des variations de la pluviométrie, du vent ou du soleil), la consommation primaire d'énergies renouvelables thermiques et de déchets corrigée des variations climatiques augmente de 2,8 % en 2023.

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

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



* 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 DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

¹¹ Hydraulique, éolien, photovoltaïque et énergies marines.

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

La consommation finale d'énergies renouvelables et déchets (200 TWh en 2023, en données non corrigées des variations climatiques) correspond aux consommations de combustibles, carburants 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 60 %, suivi des transports (19 %), de l'industrie (13 %), du tertiaire (6 %) et de l'agriculture (2 %).

119 TWh d'énergies renouvelables thermiques ou issues des déchets sont consommés pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire dans le secteur résidentiel. Cette consommation augmente de 4,2 % sur un an du fait notamment d'un automne plus froid, après une baisse de 2,2 % en 2022, avec des températures hivernales et automnales supérieures à celles de 2021. Corrigée des variations climatiques, elle augmente toujours de 3,8 %. Sur ces 119 TWh, 59 % sont issus de la combustion de bois, 39 % sont extraits par les pompes à chaleur et 2 % sont produits par les capteurs solaires thermiques installés chez les particuliers. Après avoir progressé dans les années 2000, la consommation de bois de chauffage est plus atone ces dernières années. À climat corrigé, elle diminue de 0,3 % en 2023. Le recul des ventes d'appareils de chauffage au bois entre 2013 et 2020 (à l'exception des poêles à granulés et à bûches) et 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, expliquent cette tendance (cf. 2.2.3). 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 fonctionnant aux énergies fossiles. Leur consommation renouvelable corrigée des variations climatiques augmente à un taux moyen de 12 % sur les cinq dernières années.

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques dans les transports, composée de biocarburants (cf. 4.5.3), atteint 38 TWh en 2023 en données réelles. Elle augmente de 4,6 %.

La consommation finale dans l'industrie est composée pour 76 % de biomasse solide, 16 % de déchets industriels, 5 % de biogaz et 3 % de biocarburants (principalement incorporés au gazole non routier). Elle s'élève à 26 TWh en 2023 en données réelles, en hausse de 3,5 %. Le secteur de l'imprimerie et de la production de papier et de carton est le principal utilisateur d'énergies renouvelables thermiques et de déchets avec 17 TWh consommés en 2023. Ce secteur consomme en particulier de la biomasse (8 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 ou issues des déchets par le secteur tertiaire demeure modeste, à 12 TWh en 2023. Elle est quasiment constante sur un an en données réelles et diminue de 0,9 % à climat corrigé. Cette consommation, principalement à des fins de chauffage, se répartit entre les filières biomasse solide (28 %), pompes à chaleur (26 %), incinération de déchets (25 %), biogaz (14 %), biocarburants (4 %, correspondant à la part renouvelable du gazole non routier utilisé marginalement par le secteur tertiaire), géothermie (2 %) et solaire thermique (1 %).

4.5.2 BOIS-ÉNERGIE

En 2023, la consommation primaire de bois-énergie s'élève à 111 TWh en données réelles (figure 4.5.2.1). Elle augmente de 1,8 % par rapport à 2022 en raison de températures automnales plus basses que l'année précédente. La dépense associée s'élève à 3,5 Md€ et augmente de 20 % sur un an. Elle se répartit en 2,5 Md€ dans le résidentiel (soit 72 % du total), 0,7 Md€ dans le secteur énergétique pour la production d'électricité et de chaleur et 0,3 Md€ dans les autres secteurs (tertiaire et industriel). Si la hausse du prix du bois-énergie est particulièrement importante dans l'industrie (+ 48 % en un an), la hausse globale de la dépense est tirée par l'évolution du prix du bois acheté par les ménages (+ 30 % en moyenne annuelle (cf. 1.5.2) du fait de la part importante de ce secteur dans la consommation primaire totale. Cette dépense prend en compte l'achat de bois hors des circuits commerciaux mais n'inclut pas l'auto-approvisionnement en bois (entre 30 et 40 % de la consommation de bois-bûche des ménages).

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Consommation primaire totale	110	2 538	100	2 531	114	2 878	109	2 897	111	3 486
Production d'électricité et de chaleur	20	539	19	491	22	547	23	686	24	722
Industrie	9	80	9	81	9	90	12	123	12	176
Résidentiel	77	1 837	68	1 886	78	2 154	69	1 996	69	2 495
Tertiaire	3	82	3	73	3	87	3	92	3	93
Agriculture-pêche	2	0	2	0	2	0	2	0	2	0

Lecture : la consommation primaire de bois-énergie (hors liqueur noire) s'élève à 111 TWh en 2023, pour une dépense correspondante de 3,5 Md€. Source : SDES, Bilan de l'énergie

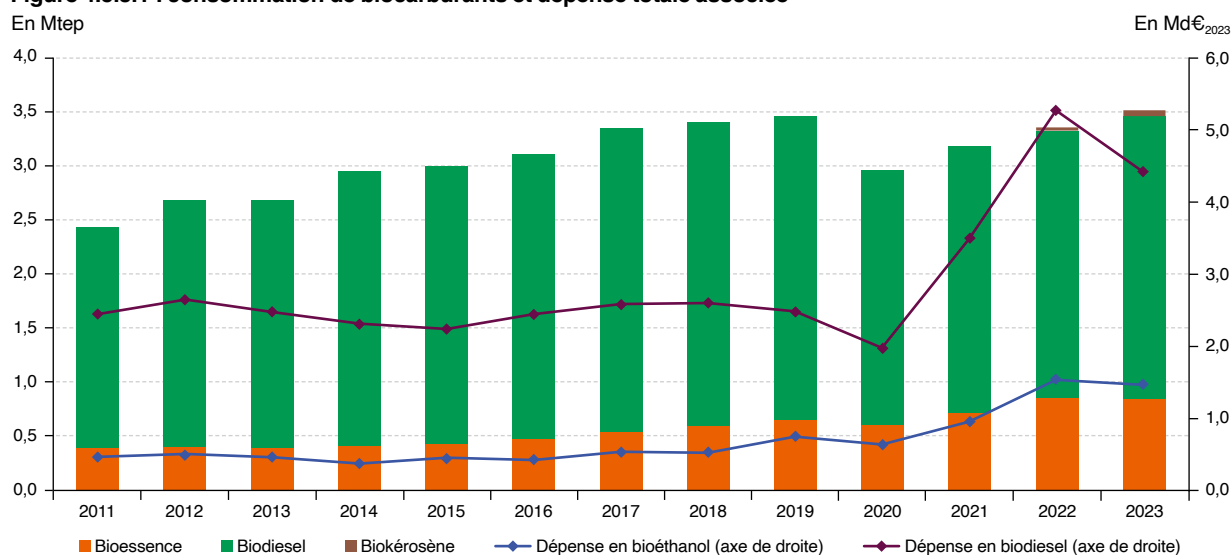
partie 4 : la consommation d'énergie par forme d'énergie

4.5.3 BIOCARBURANTS

La consommation de biocarburants s'établit à 3,5 Mtep (soit 41 TWh) en 2023, dont 2,6 Mtep de biodiesel, 0,8 Mtep de bioéthanol et 0,05 Mtep de biokérosène (figure 4.5.3.1). Elle augmente (+ 4,6 %) en raison de la progression de la consommation de biodiesel (+ 5,6 %). Du fait de la baisse des prix, la dépense associée diminue fortement en euros constants (- 13,5 %), pour s'établir à 5,9 Md€ en 2023¹².

Hors coûts de distribution et des taxes (affectés par convention dans le bilan aux produits pétroliers avec lesquels ils sont mélangés), les dépenses de biodiesel s'élèvent à 4,4 Md€ (- 16,1 % par rapport à 2022 en euros constants, malgré une hausse de la consommation), et celles de bioéthanol à 1,5 Md€ (- 4,6 %). La consommation de biocarburants est concentrée à 92 % dans le secteur des transports, le reste étant essentiellement lié à l'utilisation d'engins agricoles et de chantier.

Figure 4.5.3.1 : consommation de biocarburants et dépense totale associée



Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI et FAO

¹² La dépense n'inclut pas celle en biokérosène, qui s'élève à 0,1 Md€.

4.6 Électricité : la consommation recule, la dépense est en hausse

4.6.1 CONSOMMATION ET DÉPENSE TOTALES

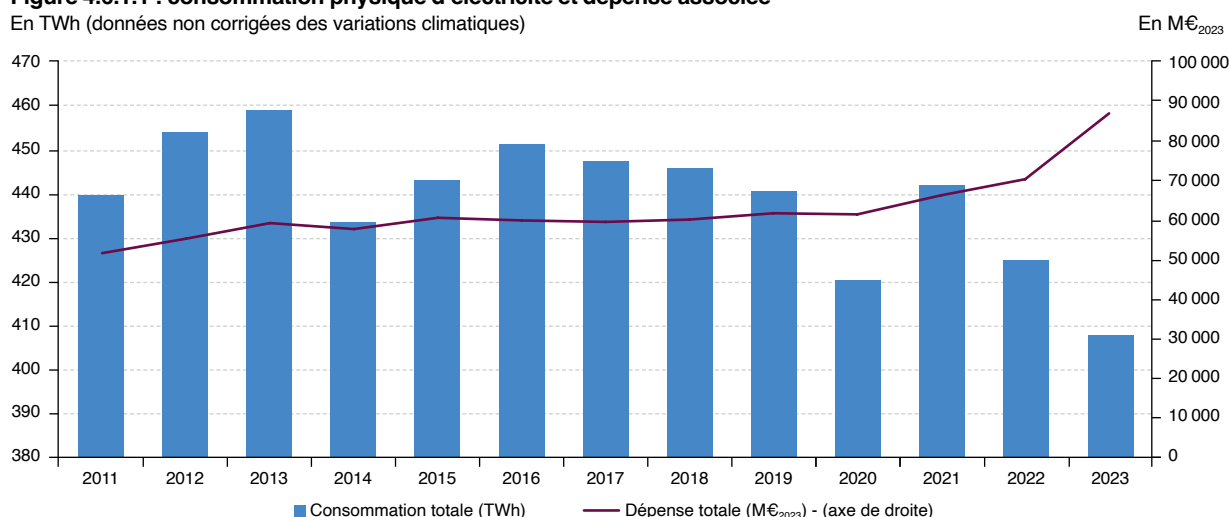
À climat réel, la consommation totale d'électricité diminue de 4,0 % en 2023 (après - 3,8 % en 2022 et + 5,1 % en 2021), pour s'établir à 408 TWh (*figure 4.6.1.1*). À climat corrigé, la consommation d'électricité diminue dans les mêmes proportions par rapport à 2022 (- 3,9 %), soit un rythme plus soutenu que la moyenne annuelle observée depuis 2012 (- 0,74 %). En 2023, le climat a en effet été doux et comparable à celui de 2022. Les prix élevés ainsi que la poursuite des appels à la sobriété peuvent être des éléments d'explication de cette baisse. La forte hausse des prix de détail sur un an (+ 35,7 %) entraîne une très forte augmentation de la dépense en électricité, qui s'établit à 87 Md€ (+ 23,7 % par rapport à l'année précédente en euros constants).

En 2023, la hausse des dépenses en électricité s'explique par la persistance des effets de la crise

énergétique amorcée fin 2021. Les prix élevés observés sur le marché de gros en 2022 ont continué d'influencer les factures payées par les consommateurs en 2023 en raison de la structure des contrats d'approvisionnement et des pratiques de couvertures des fournisseurs sur les marchés à terme. Ainsi, même si les prix sur les marchés de gros ont fortement décru en 2023 (*cf. 1.7*), la répercussion de cette baisse sur les contrats de fourniture en cours n'intervient pas au même rythme pour tous les contrats. Selon la structure des contrats de fourniture souscrits, les évolutions de prix pour les consommateurs finaux interviennent souvent lors des renouvellements de contrat, ce qui explique également le retard dans la transmission des prix des marchés de gros vers le marché de détail. Cette inertie tarifaire a conduit à des factures plus élevées pour les consommateurs, malgré une baisse de la consommation.

Figure 4.6.1.1 : consommation physique d'électricité et dépense associée

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)



Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

4.6.2 CONSOMMATION ET DÉPENSE DE LA BRANCHE ÉNERGIE

Au-delà des pertes sur le réseau (37 TWh) et de l'électricité utilisée pour le pompage (3,6 TWh), la branche produisant de

l'énergie (raffineries, enrichissement de l'uranium...) est elle-même consommatrice d'électricité à hauteur de 10 TWh, représentant un coût de 1,8 Md€ (figure 4.6.2.1).

Figure 4.6.2.1 : usages internes de la branche énergie en électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Branche électricité	9	716	9	781	9	862	10	1 228	10	1 752

Note : hors pertes, consommation propre des centrales et énergie absorbée par le pompage.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

4.6.3 CONSOMMATION FINALE ET DÉPENSE ASSOCIÉE

Corrigée des variations climatiques, la consommation finale d'électricité s'était stabilisée entre 2012 et 2018. En 2023, elle diminue de 4,0 % par rapport à 2022, avec des évolutions contractées selon les secteurs. Non corrigée du climat, la consommation finale d'électricité diminue de 4,2 % en 2023, à 398 TWh, dans un contexte de prix élevés et d'appels à la sobriété (figure 4.6.3.1). La dépense associée progresse de 23,3 %, atteignant 85,3 Md€.

Le secteur résidentiel représente 38 % de la consommation finale d'électricité, ce qui en fait le plus grand consommateur. La consommation finale d'électricité corrigée du climat du secteur s'élève à 156 TWh (figure 4.6.3.2), en baisse de 4,6 TWh par rapport à 2022 (- 2,8 %). L'électricité a de nombreux usages (chauffage, fonctionnement des divers équipements électroménagers ou autres, éclairage...). Plusieurs facteurs influent sur la consommation d'électricité du résidentiel : la météo, le taux d'équipement, l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, les prix, mais aussi les comportements de consommation (sobriété). Alors que la part du résidentiel dans la consommation d'électricité reste sensiblement la même, autour de 38 %, sa part dans la dépense diminue fortement. Elle était de 53 % en 2019, de 49 % en 2022 et de 42 % en 2023. En effet, le secteur résidentiel reste relativement épargné par l'augmentation globale des prix. Le bouclier tarifaire a limité les hausses des tarifs réglementés de vente (TRV) pour les ménages (et les petites entreprises). Ces derniers ont connu tout de même des hausses significatives en 2023 : + 15 % TTC en moyenne au 1^{er} février et + 10 % TTC en moyenne au 1^{er} août. Malgré la baisse de la consommation, la dépense progresse de 5,5 %.

Le secteur tertiaire consomme 126 TWh d'électricité (à climat corrigé), soit 31 % de l'électricité finale totale, et se place ainsi en deuxième position. Sa consommation diminue de 6,1 % (- 8,3 TWh) après correction des variations climatiques. La part du tertiaire dans la dépense globale d'électricité est de 35 %, ce qui représente une augmentation importante par rapport à l'année précédente où elle était de 29 %. La dépense du secteur tertiaire augmente de 46,6 % malgré une baisse de 6,5 % de la consommation. Ce secteur est celui qui a été le plus impacté par la hausse des prix de l'électricité.

Avec 103 TWh, l'industrie représente 26 % de la consommation d'électricité, se classant en troisième position. La dépense est en hausse de 31 %, pour une consommation baissant de 4,9 % (- 5,3 TWh). La part de l'industrie dans la dépense globale est de 19 %. La hausse des prix a été très disparate selon les consommateurs. Ainsi, par exemple, le prix de l'électricité pour les acteurs consommant plus de 150 GWh a baissé de 4 % en 2023, contrairement à la moyenne du secteur (+ 44 %, cf. 1.7).

La consommation d'électricité dans les transports (13 TWh), très majoritairement liée au réseau ferré, est la seule consommation sectorielle à augmenter en 2023 (+ 16 %). Au sein des transports, la consommation des véhicules électriques routiers est de 2,3 TWh et a fortement progressé en 2023 (+ 46 %, après + 77 % en 2022), les immatriculations de voitures électriques étant en hausse de 47 % par rapport à 2022. La dépense en électricité pour le transport s'élève à 1,7 Md€ (+ 33 %).

La consommation d'électricité de l'agriculture (7 TWh) diminue de 9,4 % en 2023, pour une dépense de 1,8 Md€, en hausse de 37 %.

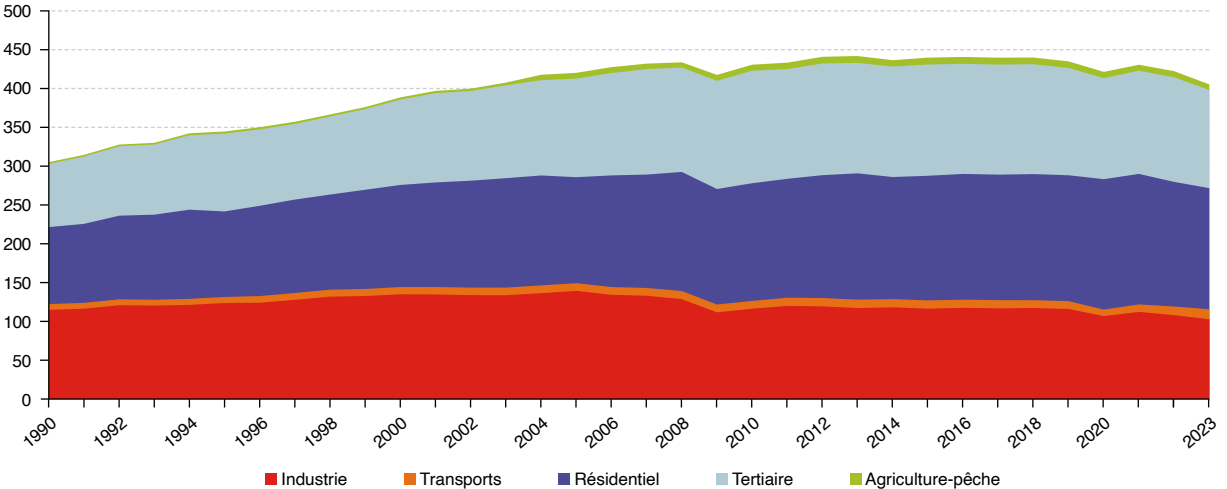
Figure 4.6.3.1 : consommation finale d'électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Industrie	116	9 229	106	8 550	112	10 077	107	12 628	102	16 562
Transports	10	605	8	606	10	767	11	1 313	13	1 747
Résidentiel	160	32 188	161	33 512	170	35 573	155	33 772	151	35 645
Tertiaire	138	17 806	128	16 860	134	17 827	134	20 141	125	29 531
Agriculture-pêche	8	1 228	8	1 176	8	1 207	8	1 341	7	1 835
Total	432	61 055	411	60 703	433	65 451	415	69 194	398	85 319

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Figure 4.6.3.2 : évolution de la consommation finale d'électricité

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après données locales de consommation d'électricité

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de baisse de la consommation finale de l'énergie pour 2023 de 7,6 % par rapport à l'année 2012 en France continentale. Cette baisse globale de la consommation finale d'énergie passe par la réduction de la part des énergies fossiles dans notre bouquet énergétique, au profit de l'électricité et des énergies renouvelables. Si l'on considère le périmètre France entière, la consommation d'électricité corrigée des variations climatiques baisse de 8,1 % (- 35 TWh)

depuis 2012. En 2023, sa part s'élève à 26 % de la consommation finale à usage énergétique comme en 2012. Cette baisse est concentrée sur la période récente. En effet, entre 2019 et 2023, elle atteint - 30 TWh. L'industrie et le tertiaire baissent de 17 TWh chacun. Ce sont les secteurs qui contribuent le plus à la baisse globale. Le transport est le seul secteur connaissant une hausse (+ 2 TWh) avec le développement des véhicules électriques.

4.7 La consommation de chaleur commercialisée diminue nettement

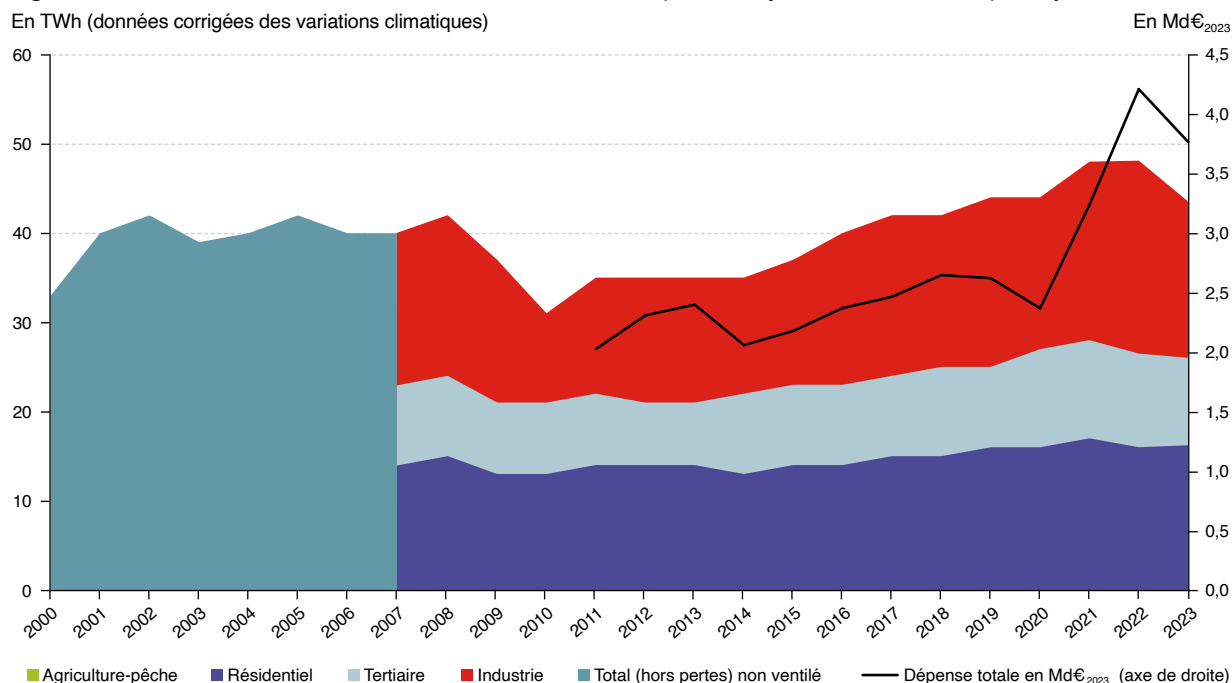
La consommation (hors pertes) de chaleur commercialisée s'élève à 42 TWh en 2023. Elle baisse de 10 % par rapport à 2022 malgré des conditions climatiques et des besoins de chauffage équivalents. Corrigée des variations climatiques, elle diminue également de 10 % sur un an. Sur longue période, elle a fortement progressé (+ 23 % depuis 2013).

En 2023, les ventes de chaleur, corrigées des variations climatiques, diminuent particulièrement dans le secteur de l'industrie (- 19 %) et le secteur tertiaire (- 7 %) dans un contexte de diminution de l'offre (figure 4.7.1). Les centrales thermiques, parmi lesquelles figurent les centrales en

cogénération qui vendent la chaleur produite, ont été beaucoup moins sollicitées en 2023 qu'en 2022, dans un contexte de production d'électricité nucléaire et renouvelable en nette croissance, et ont, de ce fait, moins produit et vendu de la chaleur à leurs clients à proximité (plutôt des sites industriels). À l'inverse, la livraison au secteur résidentiel augmente de 1 %. Au total, le secteur industriel représente 40 % des quantités de chaleur achetée, le résidentiel 37 % et le tertiaire 23 %, 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) et dépense associée

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



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

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

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après 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 2023, la dépense de consommation totale de chaleur commercialisée s'élève à 3 774 M€ (*figure 4.7.2*). Elle diminue de 11 % sur un an, tirée à la baisse par le secteur industriel (*cf. 1.8*). Le secteur résidentiel représente 47 % de cette dépense, le secteur industriel 26 % et le secteur tertiaire 27 %, avec des montants respectifs de 1 757 M€, 976 M€ et 1 012 M€. Le secteur industriel pèse en général nettement moins dans la dépense que dans la quantité consommée en raison de prix traditionnellement plus bas que dans les autres secteurs. En 2023, l'industrie bénéficie d'une baisse importante des prix de la chaleur. Ses dépenses refluent de

37 % par rapport à 2022 (pour une consommation en baisse de 20 %) mais restent plus élevées qu'avant la crise énergétique (+ 20 % par rapport à 2021). À l'inverse, dans le résidentiel et le tertiaire, les prix de la chaleur réagissent avec retard aux fluctuations des prix des énergies consommées et continuent d'augmenter en 2023. La dépense de chaleur du résidentiel augmente ainsi de 8 % alors que sa consommation n'augmente que de 3 %. La dépense du tertiaire est quasi stable (- 1 %) alors que sa consommation baisse de 6 %.

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Consommation finale totale	43	2 630	42	2 377	48	3 246	46	4 217	42	3 774
Industrie	19	507	18	422	20	813	22	1 541	17	976
Résidentiel	15	1 330	14	1 199	17	1 521	15	1 630	15	1 757
Tertiaire	9	775	10	742	11	889	10	1 022	9	1 012
Agriculture-pêche	0	18	0	15	0	22	0	25	0	27

Note : la consommation totale de chaleur commercialisée s'élève à 42 TWh en 2023, pour une dépense correspondante de 3 774 M€.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

partie 5

La consommation d'énergie par secteur ou usage

— La consommation finale d'énergie (hors charbon des hauts-fourneaux) diminue de 3,8 % en 2023 à climat corrigé. En données réelles, elle baisse de 3,9 %, pour atteindre 1 615 TWh, dans un contexte de croissance faible du PIB (+ 0,9 %). Tous les secteurs sont concernés : le tertiaire (- 8,2 %), l'industrie (- 6,6 %), le résidentiel (- 2,7 %), les transports (- 2,2 %) et l'agriculture-pêche (- 0,7 %). La consommation finale à usage non énergétique diminue également (- 1,9 %). En 2023, les consommateurs finaux d'énergie (hors hauts-fourneaux) ont dépensé 227,9 Md€, soit 0,9 % de plus qu'en 2022 en euros constants.



5.1 Dépense quasi stable malgré une baisse de la consommation finale d'énergie et de fortes disparités entre les secteurs

La consommation finale réelle d'énergie (hors charbon des hauts-fourneaux) diminue de 3,9 % en 2023, pour s'établir à 1 615 TWh, dans un contexte de croissance faible du PIB (+ 0,9 %). Le climat ayant été proche de celui de 2022, la diminution de la consommation finale d'énergie corrigée des variations climatiques est quasiment la même (- 3,8 %).

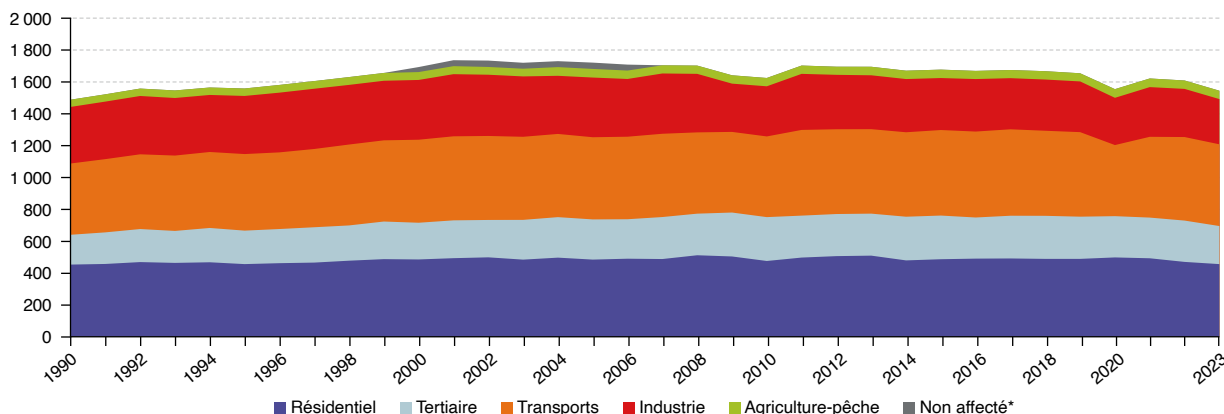
La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, baisse de 4,0 % en 2023, pour s'établir à 1 545 TWh (figure 5.1.1). La consommation baisse dans le tertiaire (- 7,8 %), l'industrie (- 6,5 %), le résidentiel (- 2,7 %), les transports (- 2,2 %) et l'agriculture-pêche (- 0,7 %). Après une baisse importante en raison d'un

ralentissement de l'activité dans la pétrochimie en 2022 (- 21,7 %, cf. 4.2.4), la consommation non énergétique diminue légèrement (- 1,9 %), pour s'établir à 119 TWh (figure 5.1.2), un niveau historiquement bas depuis plus de 50 ans.

Entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), et 2019, la consommation finale énergétique a baissé de 0,4 % en moyenne annuelle à climat corrigé. Entre 2019 et 2023, cette baisse est de 2,1 % en moyenne annuelle. Sur la période complète, la baisse est supérieure à l'objectif (- 8,9 % pour un objectif de - 7,6 %).

Figure 5.1.1 : consommation finale énergétique par secteur

En TWh (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 DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

La dépense nationale en énergie (hors hauts-fourneaux) s'élève à 227,9 Md€ en 2023. Après une augmentation importante en 2022 (+ 18,4 % en euros constants) causée par la flambée des prix de l'énergie, elle est quasi stable en 2023 (+ 0,9 %) mais avec des résultats très contrastés selon les secteurs. Les dépenses augmentent particulièrement dans le tertiaire (+ 30,1 % pour une baisse de la consommation de 8,2 %) et l'industrie (+ 6,0 % pour - 6,6 % de consommation) à cause d'une forte augmentation des prix de l'électricité et du gaz (cf. 1.3 et 1.7). Elles augmentent également dans le

résidentiel (+ 2,3 % pour - 2,7 % de consommation) et l'agriculture-pêche (+ 0,9 % pour - 0,7 % de consommation). À l'inverse, elles diminuent davantage que la consommation dans les transports (- 7,2 % pour - 2,2 % de consommation) grâce à la baisse du prix des produits raffinés. La dépense pour des usages non énergétiques diminue fortement (- 27,1 % pour - 1,9 % de consommation).

Le transport concentre 38 % de la dépense nationale (hors charbon des hauts-fourneaux) pour 32 % de la consommation. À l'inverse, le poids de l'industrie (y compris

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

consommation non énergétique) est plus faible dans la dépense totale que dans la consommation. 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. Ils sont toutefois plus sensibles aux

variations des prix sur les marchés internationaux. Le poids de l'industrie dans la dépense totale a ainsi augmenté de 4 points entre 2020 et 2023 (12 % en 2023) alors que sa part de la consommation a diminué d'un demi-point sur la même période (17 % en 2023).

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Industrie (hors charbon hauts-fourneaux)	318,7	16 325	292,8	13 857	315,7	18 623	298,2	26 306	278,6	27 881
Transports	530,9	80 294	446,5	58 132	507,3	74 635	524,6	94 487	513,3	87 691
Résidentiel	470,2	54 825	455,7	53 155	497,8	57 516	434,0	56 504	422,3	57 824
Tertiaire	260,2	25 605	245,4	23 522	257,9	25 280	249,6	30 453	229,1	39 604
Agriculture-pêche	51,2	4 298	54,5	3 748	54,3	4 415	52,9	5 782	52,6	5 835
Consommation finale énergétique (hors charbon hauts-fourneaux)	1 631,2	181 347	1 494,8	152 414	1 632,9	180 468	1 559,3	213 532	1 495,9	218 834
Consommation finale non énergétique	156,0	8 654	146,5	6 599	154,3	10 326	121,6	12 411	119,3	9 050
Consommation finale (hors charbon hauts-fourneaux)	1 787,2	190 001	1 641,4	159 013	1 787,2	190 794	1 680,9	225 943	1 615,1	227 883

Source : SDES, Bilan de l'énergie

5.2 Légère diminution de la facture énergétique des ménages et baisse de la consommation

Les ménages français ont consommé, au total, 722 TWh d'énergie en 2023, soit une baisse de 1,6 % par rapport à 2022 (figure 5.2.1). Cette consommation d'énergie se répartit en 422 TWh (- 2,7 %) dans leurs logements (cf. 5.3) et 299 TWh (- 0,1 %) pour leurs déplacements (cf. 5.5). Leur dépense énergétique atteint 114,9 Md€ (- 1,3 %), dont 57,8 Md€ pour le logement (+ 2,3 %) et 57,1 Md€ pour le transport (- 4,7 %).

En 2023, la dépense énergétique moyenne d'un ménage s'élève à 3 678 €, dont 1 851 € imputables à l'énergie dans

le logement et 1 827 € aux achats de carburants (figure 5.2.2). En euros courants, la dépense moyenne d'un ménage augmente de 3,0 % (+ 6,8 % pour le logement et - 0,6 % pour les carburants). Toutefois, corrigée de l'évolution globale des prix, la facture moyenne en énergie diminue de 2,2 % par rapport à 2022. Cette diminution est portée par la baisse des dépenses en carburant (- 5,6 %) alors que les dépenses énergétiques moyennes liées au logement augmentent de 1,4 %.

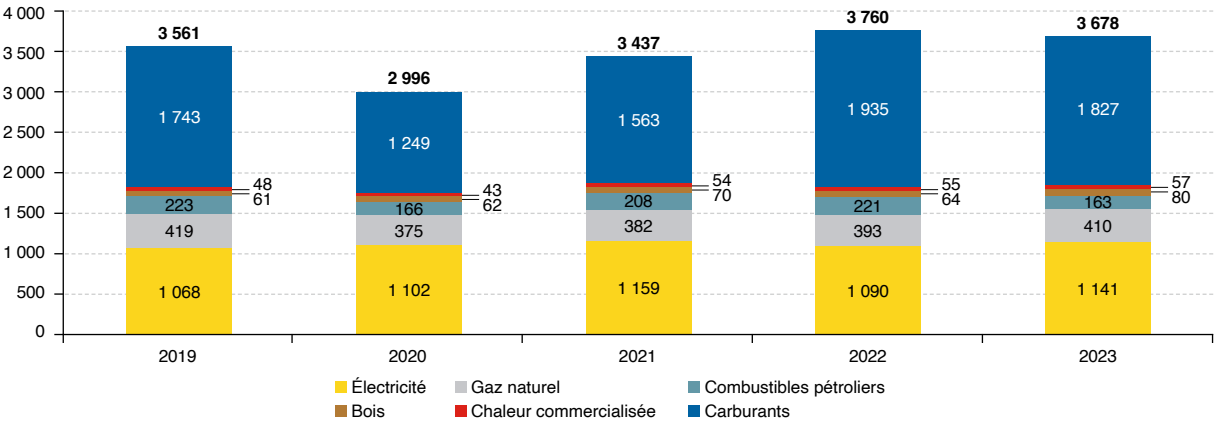
Figure 5.2.1 : consommation d'énergie des ménages (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Logement	470,2	54 825	455,7	53 155	497,8	57 516	434,0	56 504	422,3	57 824
Transport	306,1	52 539	256,7	37 990	288,8	47 981	299,6	59 927	299,3	57 087
Total	776,3	107 363	712,4	91 144	786,56	105 497	733,6	116 431	721,6	114 910

Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie pour le logement.
Champ : France entière (y compris DROM).
Source : SDES, Bilan de l'énergie

Figure 5.2.2 : dépense en énergie par ménage entre 2019 et 2023

En euros constants



Note : chèque énergie non déduit des dépenses d'énergie par ménage pour le logement.
Les dépenses en charbon, qui représentent pour l'ensemble des ménages moins de 10 M€ par an, ne sont pas représentées ici, mais sont bien incluses dans le total.
Champ : France entière (y compris DROM).
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

L'augmentation des dépenses pour le logement résulte de celle des prix. Elle est toutefois limitée par la diminution de la consommation d'énergie pour le logement, liée à des prix élevés en 2023 (cf. 5.3) et aux appels à la sobriété, dans un contexte de crise énergétique. La prolongation en 2023 du bouclier tarifaire (plafonnement ou limitation des hausses des tarifs réglementés, cf. 1.3 et 1.7) a permis de limiter la hausse des prix du gaz et de l'électricité. Le dispositif de chèque énergie, dont le montant moyen, toutes campagnes confondues, s'élève à 138 € en 2023¹³, permet également de soutenir les ménages les plus modestes face aux hausses de prix. Cette aide n'est pas prise en compte dans les dépenses présentées dans cette publication.

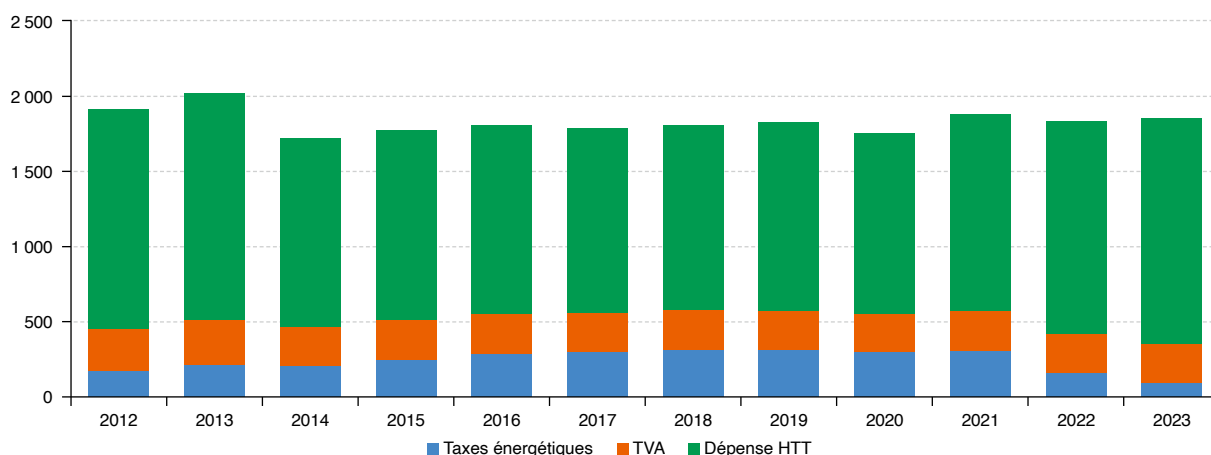
En euros constants, les dépenses moyennes en électricité, qui représentent environ les deux tiers de la facture

énergétique dans les logements, sont en hausse de 4,6 % par rapport à 2022. Les dépenses en gaz naturel, en chaleur et en bois augmentent respectivement de 4,2 %, 2,5 % et de 24 %. Les dépenses en produits pétroliers diminuent de 26 %, liées non seulement à une baisse de la consommation mais aussi des prix (voir partie 1).

Les accises sur l'énergie (ex-TICPE, TICGN, TICFE et TICC) ainsi que la contribution tarifaire d'acheminement pour l'électricité et le gaz (CTA) représentent 4,7 % de la dépense d'énergie du logement. En euros constants, le taux moyen de ces taxes est de 6,4 €/MWh et diminue de 43,2 % par rapport à 2022, toutes énergies confondues. Avec la diminution des taxes et la baisse de la consommation énergétique, le montant total de ces taxes s'élève à 87 € par ménage et diminue de 45,2 % (figure 5.2.3).

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

En euros constants



Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

La dépense en carburants diminue de 5,6 % en euros constants en 2023. Elle résulte d'une baisse des prix (cf. 1.2), la consommation moyenne par ménage étant stable entre 2022 et 2023. Les taxes énergétiques (composées de l'accise sur les produits pétroliers (ex-TICPE) en métropole, de la taxe spéciale de consommation (TSC) et de l'octroi

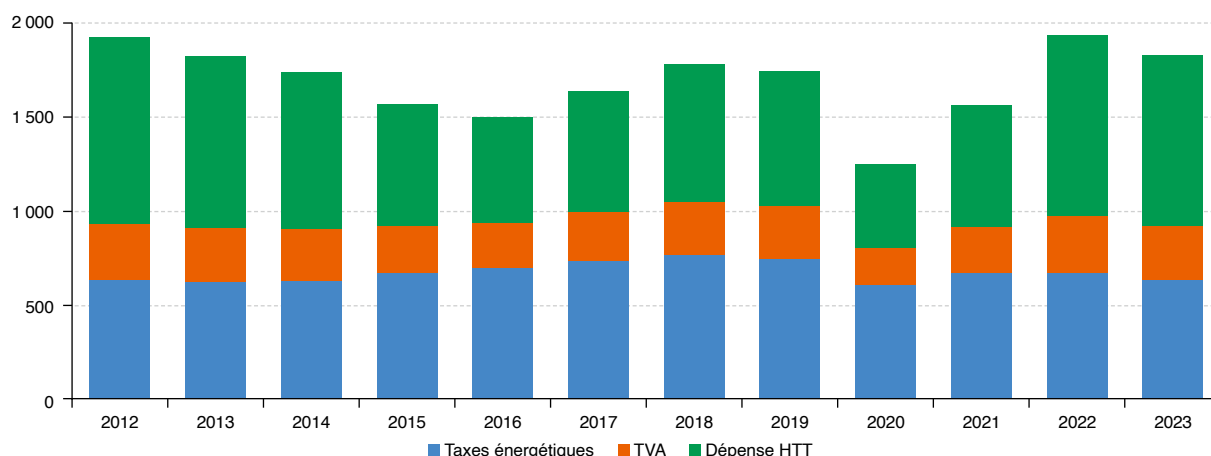
de mer dans les DROM) représentent 34,4 % de la dépense (figure 5.2.4). Le taux moyen des taxes est de 65 €/MWh, tous carburants confondus. En euros constants, le montant des taxes collectées auprès des ménages pour les carburants reste stable.

¹³ Ce montant inclut le chèque de la campagne 2023, qui s'élève à 150 euros, mais aussi tous les chèques énergie des années précédentes délivrés en 2023.

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

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

En euros constants



Champ : France entière (y compris DROM).

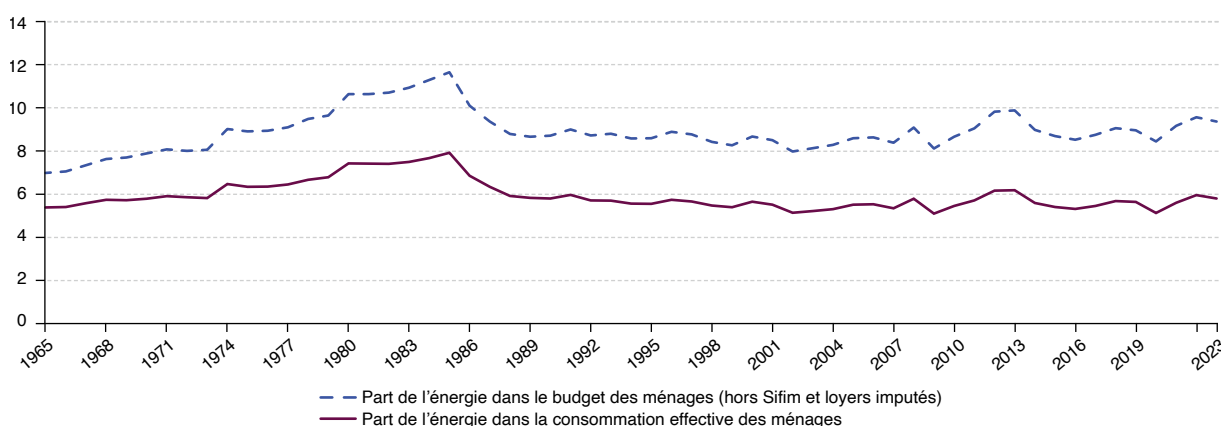
Source : SDES, Bilan de l'énergie

Au total, en 2023, l'énergie représente 9,4 % des dépenses des ménages et 5,8 % de leur consommation effective, incluant notamment les loyers imputés et services d'intermédiation financière indirectement mesurés (Sifim) - (figure 5.2.5). La part dans les dépenses des ménages baisse de 0,2 point par rapport à 2022, sa diminution étant

essentiellement due aux dépenses en carburants. En effet, la part des carburants diminue de 0,3 point alors que celle des énergies pour le logement augmente de 0,1 point. La part de l'énergie dans les dépenses des ménages demeure sensiblement éloignée de son pic atteint en 1985, à 11,7 %.

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 DROM.

Sources : Insee, Comptes nationaux ; SDES, Bilan de l'énergie

5.3 Résidentiel : baisse de la consommation et augmentation de la dépense

En 2023, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel diminue de 2,7 % par rapport à 2022 et atteint 422 TWh. Corrigée des variations climatiques, la baisse est presque équivalente (- 2,7 %). Les températures en 2023 ont en effet été douces et comparables à celles de 2022. Les prix élevés de l'électricité et du gaz ainsi que les appels à la sobriété peuvent avoir incité les ménages à diminuer leur consommation énergétique pour leur logement.

À climat corrigé, la consommation d'électricité du résidentiel diminue en 2023 (- 2,8 %), à 156 TWh (figure 5.3.1). Demeurant l'énergie principale employée par les ménages, elle représente 34 % de la consommation totale d'énergie dans les logements.

Deuxième énergie utilisée par les ménages et représentant plus d'un quart de la consommation énergétique dans le résidentiel, la consommation d'énergie renouvelable (EnR)

augmente à climat corrigé de 4,0 % par rapport à 2022, portée par la chaleur issue des pompes à chaleur (PAC, + 10,4 %). En 2023, les énergies renouvelables consommées dans le résidentiel sont composées à 59 % de bois, 38 % de chaleur issue des PAC (cf. 2.2.3) et 3 % d'énergie solaire thermique.

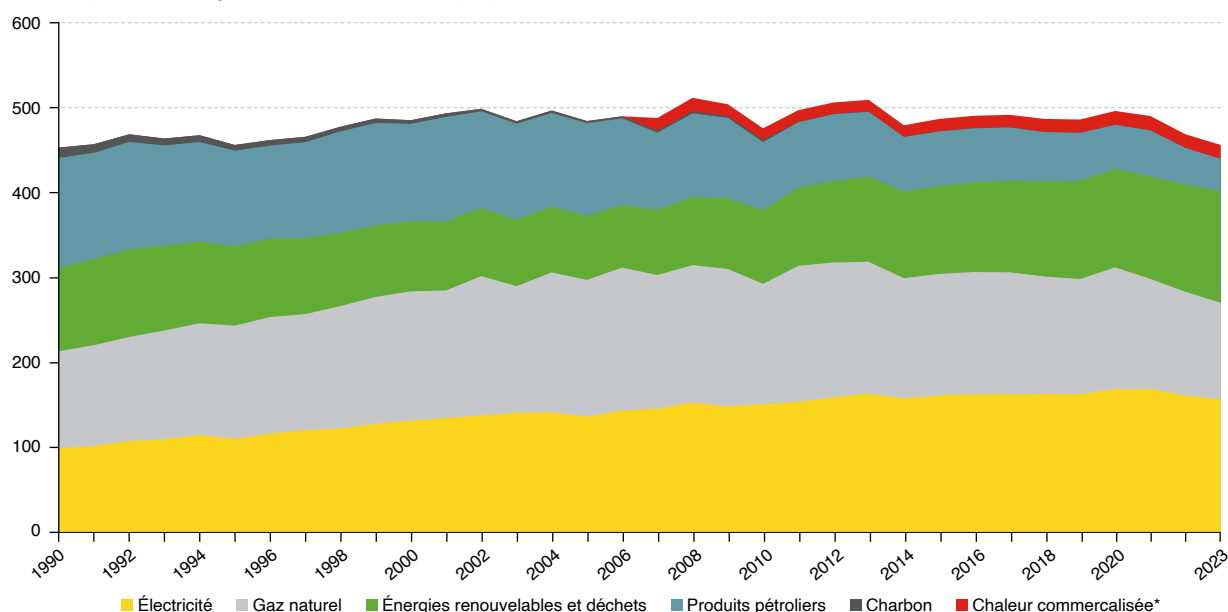
Troisième énergie utilisée par les ménages, le gaz représente 25 % de la consommation d'énergie du logement. Sa consommation diminue de 6,8 %, en lien sans doute avec des prix en forte hausse.

La consommation de chaleur commercialisée (i.e. distribuée via des réseaux) corrigée des variations climatiques augmente de 2,3 %, pour s'établir à 16 TWh.

Enfin, la consommation de produits pétroliers diminue de 11,7 % et représente dorénavant 8,3 % de la consommation totale.

Figure 5.3.1 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel

En TWh (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 DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après les données du Ceren

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

Ainsi, après correction des variations climatiques, seules les consommations d'énergies renouvelables et de chaleur commercialisée progressent en 2023 dans le secteur résidentiel. L'augmentation des prix, les appels à la sobriété et, dans une moindre mesure, la transition vers des formes d'énergie plus propres expliquent en partie la baisse de la consommation des énergies traditionnelles.

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de baisse de la consommation finale d'énergie pour 2023 de 7,6 % par rapport à l'année 2012 en France continentale. Pour le périmètre France entière, dans le secteur résidentiel, la baisse corrigée du climat est de 9,9 % depuis cette année de référence, soit - 50 TWh. Elle s'est fortement accélérée depuis la crise énergétique puisqu'entre 2019 et 2023 elle atteint 6,2 %. Depuis 2012, le bouquet énergétique a été profondément modifié. Avec - 45 TWh, le gaz naturel est l'énergie qui contribue le plus à la baisse. Les produits pétroliers viennent en second avec - 41 TWh. Cela s'explique

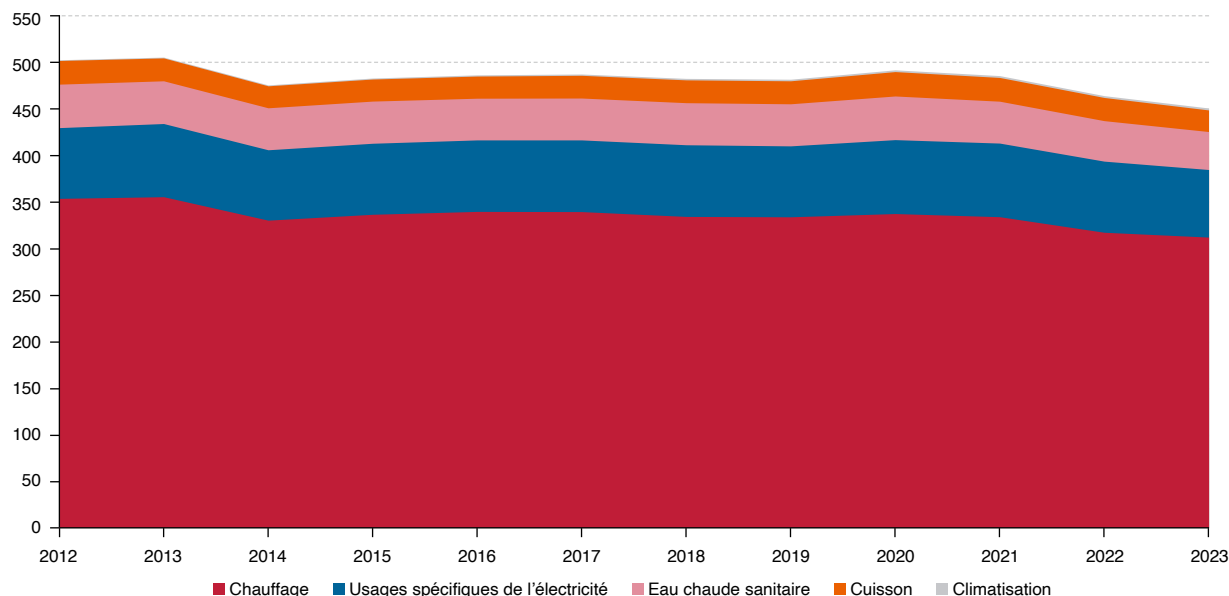
notamment par la diminution du parc de logements équipés de chaudières au fioul. En hausse de 35 TWh, les énergies renouvelables se sont en partie substituées aux énergies carbonées.

Avec 312 TWh, le chauffage concentre plus des deux tiers de la consommation du résidentiel en France métropolitaine, à climat corrigé (*figure 5.3.2*). Les EnR représentent 41 % de la consommation de chauffage, le gaz 30 % et l'électricité 16 %.

L'électricité spécifique (qui comprend la consommation d'électroménager, d'éclairage, d'appareils audiovisuels et informatique, etc.) représente 16,1 % de la consommation d'énergie. Le reste de la consommation est réparti entre l'eau chaude sanitaire (9,1 %) et la cuisson (5,1 %), tandis que la climatisation ne représente encore qu'une faible part de la consommation d'énergie (0,5 %). Sur un an, les consommations à usage de climatisation augmentent à climat corrigé (+ 4,7 %) alors que la consommation des autres usages diminue.

Figure 5.3.2 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel par usage

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Note : la consommation en climatisation, qui représente 2 TWh en 2023, n'est pas visible sur ce graphique mais est bien incluse dans le total.

Champ : France métropolitaine.

Sources : Ceren ; SDES, Bilan de l'énergie

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

Les dépenses énergétiques totales du secteur résidentiel s'élèvent à 57,8 milliards d'euros en 2023 (*figure 5.3.3*). Elles augmentent en euros constants par rapport à 2022 (+ 2,3 %). Cette évolution s'explique principalement par la hausse des prix de l'électricité (*cf. 1.1, 1.3 et 1.7*). Toutefois, les boucliers tarifaires permettent de limiter la hausse des dépenses et les chèques énergie réduisent la charge pour les ménages les plus modestes, avec un montant moyen de 138 € en 2023¹⁴.

La dépense en électricité (35,6 milliards d'euros) représente en 2023 la plus forte dépense en énergie du

résidentiel (61,6 %). Elle augmente de 5,5 % en euros constants par rapport à 2022. Les factures de gaz naturel s'établissent à 12,8 milliards et sont en hausse en euros constants (+ 5,1 %). Pour ces deux énergies, la baisse de la consommation n'a pas compensé la hausse des prix. Pour les produits pétroliers, la baisse des prix et de la consommation ont entraîné une forte baisse de la dépense (- 25,3 %). Elle s'établit à 5,1 milliards d'euros. Quant aux dépenses d'énergies renouvelables (2,5 milliards d'euros), elles augmentent de 25,1 %. Celles de chaleur (1,8 milliard d'euros) augmentent de 3,4 %.

Figure 5.3.3 : consommation finale énergétique dans le secteur résidentiel (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Produits pétroliers	55,1	6 712	48,5	5 044	54,8	6 385	40,7	6 830	35,7	5 099
Gaz naturel	129,8	12 628	127,8	11 404	133,4	11 737	109,3	12 174	101,3	12 801
Charbon	0,3	9	0,2	7	0,3	9	0,3	17	0,2	9
Énergies renouvelables et déchets*	110,5	1 840	103,2	1 886	122,7	2 158	114,0	1 995	119,4	2 495
Électricité	159,7	32 188	161,5	33 512	169,5	35 573	155,2	33 772	150,7	35 645
Chaleur commercialisée	14,8	1 447	14,5	1 302	17,0	1 653	14,5	1 716	14,9	1 775
Total	470,2	54 825	455,7	53 155	497,8	57 516	434,0	56 504	422,3	57 824

* Pour la valorisation monétaire des énergies renouvelables thermiques et déchets, seul le bois de chauffage commercialisé est pris en compte.
Note : les dépenses des ménages ne prennent pas en compte le versement des chèques énergie.
Champ : France entière (y compris DROM)
Source : SDES, Bilan de l'énergie

¹⁴ Ce montant inclut le chèque de la campagne 2023, qui s'élève à 150 euros, mais aussi tous les chèques énergie des années précédentes délivrés en 2023.

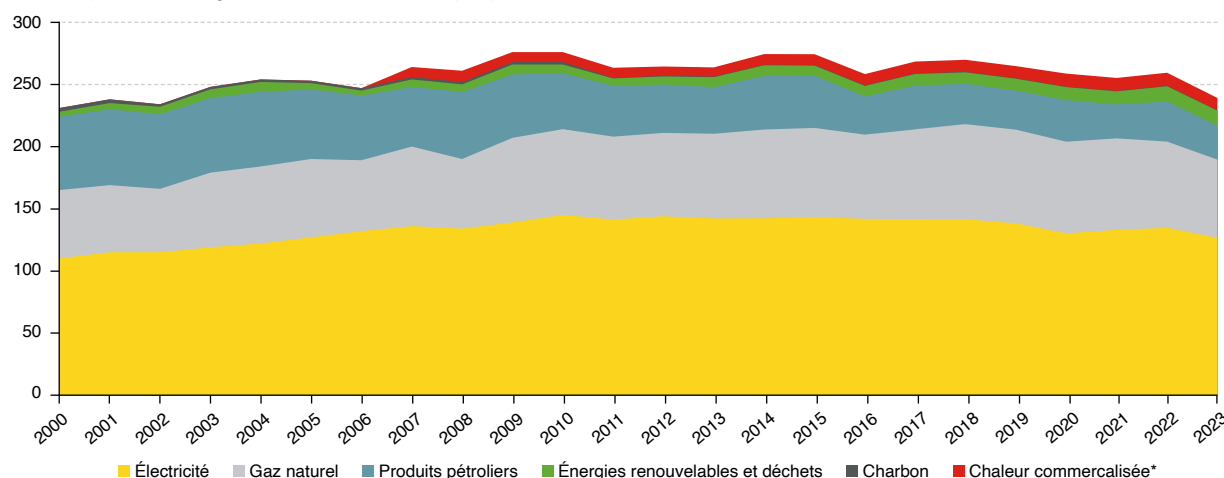
5.4 Tertiaire : consommation d'énergie en baisse et augmentation des dépenses en électricité

En 2023, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire s'établit à 229 TWh, en baisse de 8,2 % par rapport à 2022, et atteint son niveau le plus bas depuis plus de 20 ans. Le climat a été doux et comparable à celui de 2022. Corrigée des variations climatiques (CVC), l'évolution de la consommation est donc similaire (- 7,8 %) - (figure 5.4.1). Le prix élevé de l'électricité et du gaz et la poursuite des

appels à la sobriété peuvent être des éléments d'explication de cette baisse de la consommation. Le tertiaire est le secteur qui a connu les plus fortes hausses de prix en 2023 (cf. partie 1). Ainsi, en 2023, la persistance des effets de la crise énergétique amorcée en 2021 explique la hausse de la dépense (+ 9,2 Md€), portée par celles en électricité (+ 9,4 Md€) et en gaz (+ 1,1 Md€).

Figure 5.4.1 : consommation finale énergétique du secteur tertiaire

En TWh (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 DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

En 2023, corrigée du climat, la consommation d'électricité, qui représente plus de la moitié du bouquet énergétique du tertiaire, diminue de 6,1 % tandis que la valeur ajoutée des services marchands augmente de 1,2 %. Depuis 2012, la consommation d'électricité du tertiaire diminue en moyenne de 1,2 % par an. La consommation de gaz naturel (un quart du bouquet) diminue encore plus fortement (- 9,1 %), une baisse bien supérieure au rythme des dernières années (- 0,6 % en moyenne annuelle depuis 2012). La consommation de produits pétroliers diminue à un rythme annuel de - 3,2 %

depuis 2012 et représente 11,4 % de la consommation corrigée du climat en 2023. Même la consommation d'énergies renouvelables (EnR) décroît en 2023 (- 0,9 %), alors qu'elle progressait à un rythme annuel de + 5,8 % en moyenne depuis 2012. La consommation des EnR dans le tertiaire couvre la consommation renouvelable des pompes à chaleur (25,5 %), de la biomasse (28 %), des déchets (25,5 %) et du biogaz (13,9 %). Enfin, la consommation de chaleur commercialisée via des réseaux baisse de 5,7 %.

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

La valeur ajoutée du tertiaire augmente de 1,7 % en moyenne par an depuis 2000, à un rythme supérieur à celle du reste de l'économie. Malgré une très légère baisse, de 0,1 point en 2023, la part du tertiaire dans la valeur ajoutée de l'économie progresse globalement régulièrement, passant de 53 % en 2000 à 59 % en 2023. Entre 2000 et 2010, la consommation d'énergie du tertiaire progresse au même rythme (+ 1,8 % par an), soutenue par l'évolution de la consommation de l'électricité (+ 2,8 % par an). Par la suite, la consommation se stabilise jusqu'en 2018, année à partir de laquelle la consommation d'énergie commence à décroître (- 3 % en moyenne par an), sans doute sous l'impulsion de l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments (cf. 6.1). La reprise d'activité après les crises sanitaire et énergétique n'a pas conduit à une augmentation de la consommation d'énergie.

Depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux, la consommation d'énergie finale dans le tertiaire baisse de 25,3 TWh (- 9,6 %) en données corrigées du climat. L'intégralité de la baisse a été réalisée entre 2019 et 2023. Au-delà des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, le décret tertiaire (article 175 de la loi Élan de 2018) impose une réduction progressive de la consommation d'énergie dans les bâtiments à usage tertiaire. Celle-ci doit ainsi se réduire de 40 % en 2030 par rapport à 2010.

En 2023, le secteur tertiaire a dépensé 39,6 milliards d'euros pour sa consommation finale d'énergie, soit une hausse de 30,1 % en euros constants par rapport à 2022 (figure 5.4.2), malgré la baisse de la consommation de toutes les énergies. L'augmentation de la facture s'explique par la hausse des prix de l'électricité et du gaz entraînée par la crise énergétique.

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	EnTWh	EnM€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Produits pétroliers	30,9	2 861	32,4	2 372	27,5	2 274	31,5	4 026	26,6	2 766
Gaz naturel	72,6	3 969	66,1	3 374	75,3	4 090	63,1	5 064	56,9	6 114
Charbon	0,4	10	0,4	8	0,4	10	0,4	15	0,3	13
Énergies renouvelables et déchets	9,2	117	9,4	104	10,6	112	11,3	131	11,3	158
Électricité	137,8	17 806	127,6	16 860	133,5	17 827	133,6	20 141	124,9	29 531
Chaleur commercialisée	9,3	843	9,5	805	10,6	966	9,7	1 076	9,1	1 022
Total	260,2	25 605	245,4	23 522	257,9	25 280	249,6	30 453	229,1	39 604

Note : le bilan monétaire ne prend pas en compte les aides attribuées via le guichet d'aide.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

Plus précisément, la dépense en électricité progresse de 46,6 % et celle en gaz naturel de 20,7 %. La dépense d'EnR, qui n'inclut que la dépense en biomasse et en biocarburants, augmente, quant à elle, de 20 %. La dépense de produits pétroliers diminue de 31,3 %. C'est l'unique énergie dont le prix moyen baisse en 2023.

En 2023, l'électricité concentre près des trois quarts de la dépense, contre un peu plus de la moitié de la consommation

finale, du fait d'un prix relativement élevé au MWh 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 15,4 % et 24,8 %). Troisième énergie du secteur, les produits pétroliers représentent 7 % de la dépense et 11,6 % de la consommation, devant la chaleur commercialisée via des réseaux (2,6 % de la dépense totale et 4 % de la consommation).

5.5 Transports : une baisse de la consommation qui marque la fin de la reprise après la crise sanitaire

En 2023, l'usage des transports représente 34 % de la consommation énergétique finale, soit 513 TWh, dont 299 TWh sont liés aux déplacements des ménages (cf. 5.2) et 214 TWh relèvent des entreprises et administrations. Par convention statistique internationale, cette consommation exclut les soutes internationales aériennes (62 TWh) et maritimes (12 TWh).

Entre 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie (cf. 4.1), et 2023, la consommation finale énergétique des transports a diminué de 3,6 %. Avec l'agriculture, c'est le seul secteur à ne pas atteindre l'objectif de - 7,6 % (tous secteurs confondus) sur la période.

5.5.1 CONSOMMATION PAR USAGE ET PAR MODE

Après deux années marquées par une forte reprise post-Covid (+ 13,6 % en 2021 et + 3,4 % en 2022), la consommation énergétique finale pour les transports diminue de 2,2 % en 2023. Le transport intérieur de voyageur, moteur de la reprise en 2021 et 2022, diminue de 0,3 %. Le trafic national de marchandises (hors oléoducs) diminue fortement après avoir stagné (- 4,0 %, après - 0,9 % en 2022) - (*Bilan annuel des transports en 2023*, SDES).

Les consommations du secteur (*figure 5.5.1.1*) sont dominées par le mode routier (93,2 %, soit 478 TWh), en relation avec ses parts modales dans le transport de passagers (87 % du trafic en métropole en voyageurs-kilomètres) comme de marchandises (86 % en métropole en tonnes-kilomètres). Le transport routier des ménages représente à lui seul plus de la moitié (57,7 %) de la consommation finale énergétique des transports en France.

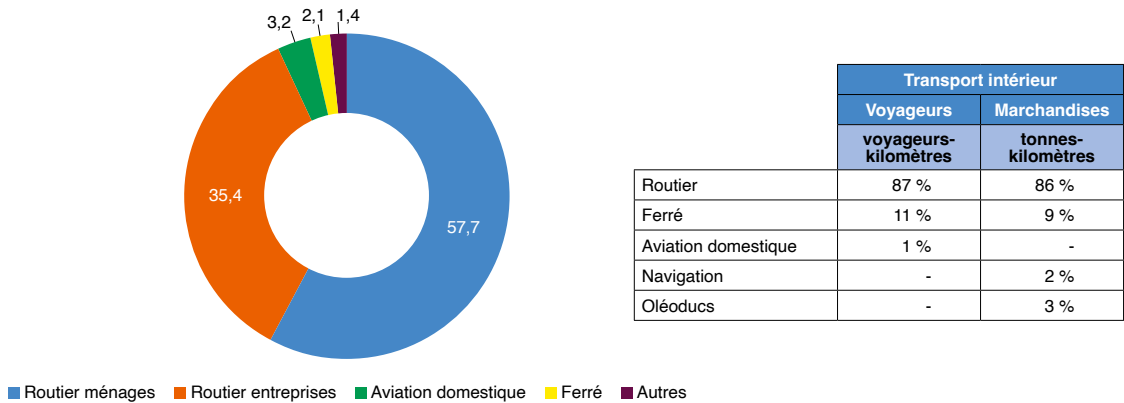
La part des transports ferrés dans la consommation finale (2,1 %, à 10,7 TWh en 2023) est bien inférieure à ses parts modales (11 % pour les passagers et 9 % pour le fret).

Les vols domestiques (y compris les liaisons entre métropole et outre-mer) représentent 3,2 % de la consommation énergétique finale des transports, en baisse de 0,3 point par rapport à 2022. Les vols internationaux (non comptabilisés dans le total), particulièrement touchés par la crise sanitaire, continuent leur reprise, pour atteindre 62,3 TWh en 2023 (+ 9,6 %).

La consommation du transport maritime et fluvial (y compris plaisance) national représente 1,4 % de la consommation énergétique finale des transports.

Figure 5.5.1.1 : part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports et dans le transport de voyageurs et de marchandises en 2023

En %



Note : le graphique donne la part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports (hors soutes internationales) en France entière. Le tableau permet de voir la part de chaque mode dans le transport intérieur de voyageurs et le transport de marchandises en France métropolitaine.

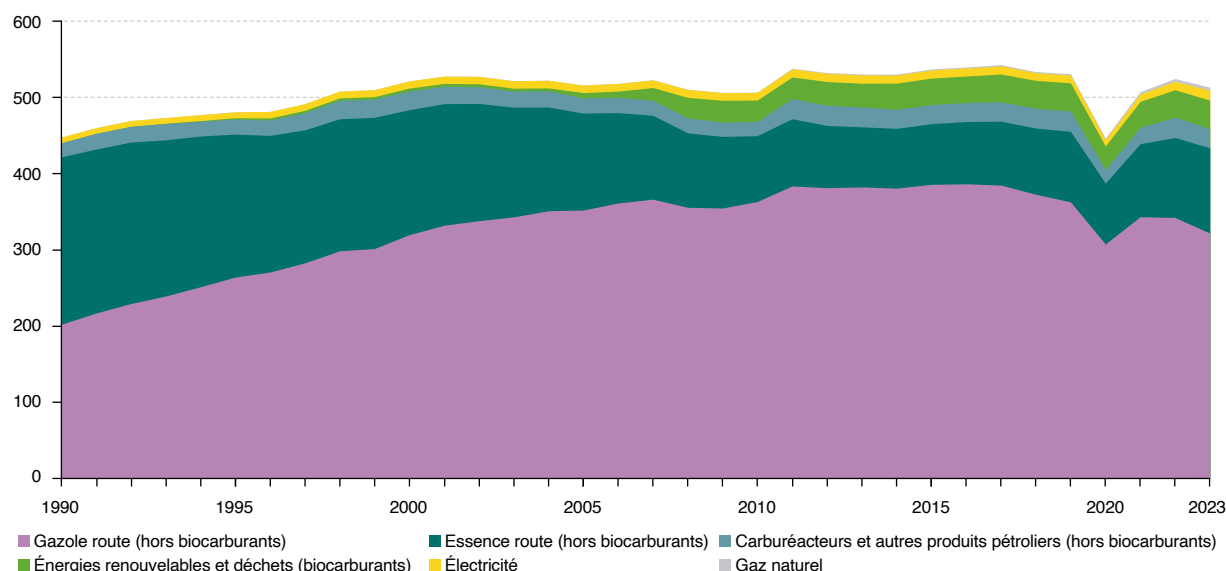
Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; SDES, Bilan des transports, 2023

5.5.2 CONSOMMATION PAR ÉNERGIE

Le bouquet énergétique, hors sources internationales, est largement dominé par les produits pétroliers (89,3 %), principalement à destination des transports routiers (figure 5.5.2.1). Il est complété par les biocarburants (7,3 %), l'électricité (2,5 %) et le gaz naturel, qui reste marginal (0,8 %).

Les consommations de carburants routiers (biocarburants inclus) diminuent de 2,5 % en 2023 après deux années de hausse post-crise sanitaire (+ 13,2 % en 2021 et + 2,1 % en 2022). Auparavant, elles avaient été quasi stables entre 2011 et 2019 (- 1,7 % sur l'ensemble de la période), avec une progression des parts de l'essence (+ 1,1 point) et des biocarburants (+ 1,7 point) au détriment du diesel (- 3,0 points).

Figure 5.5.2.1 : consommation finale énergétique des transports
En TWh



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

Les ventes d'essence (en excluant les biocarburants incorporés) retrouvent leurs niveaux d'avant-crise dès 2021 et continuent leur croissance en 2022 (+ 9,4 %) et en 2023 (+ 6,6 %). Cette croissance s'explique essentiellement par celle de la circulation de voitures particulières à motorisation essence, dont le parc croît au détriment de celui des motorisations diesel. La circulation en France métropolitaine de voitures particulières, utilitaires légers et motocycles (pavillons français et étranger) à essence augmente de 3,3 % en 2023 (en véhicules-kilomètres, hybrides incluses).

Les ventes de gazole routier (hors biocarburants incorporés) baissent de 6 % en 2023. Elles représentent 62,7 % de la consommation finale pour le transport, à 321,7 TWh. La circulation de véhicules diesel, qui était légèrement repartie en 2021 et 2022 (respectivement + 6,0 % et + 3,9 %), diminue de 4,8 %. La décomposition par type de véhicules montre une évolution contrastée : - 5,1 % pour les voitures et utilitaires légers, - 1,1 % pour les véhicules lourds (poids lourds, bus et cars), qui repassent légèrement sous leur niveau d'avant-crise.

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

Après une baisse importante liée à la crise sanitaire en 2020, la consommation de biocarburants routiers continue sa reprise (+ 4,1 %) en 2023, alimentée par la hausse du taux d'incorporation dans le gazole. En 2023, au niveau métropolitain, ces taux en contenu énergétique atteignent 8 % pour le gazole (7,1 % en 2022) et 8,4 % pour l'essence (9 % en 2022). Un objectif de taux d'incorporation est fixé pour l'essence et le gazole dans le cadre de la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (Tiruert). En 2023, il passe de 9,2 à 9,5 % pour l'essence et de 8,4 à 8,6 % pour le gazole. Depuis 2022, un taux est également fixé pour le biokérosène (1 %).

En incluant les soutes internationales, la consommation de carburéacteurs augmente de 4,9 % en 2023, après une hausse de 58,9 % en 2022. Malgré cette progression, elle reste largement en dessous de son niveau de 2019 (86,7 % du volume). La consommation d'énergie du trafic intérieur diminue de 9,7 %, alors que celle due au trafic international poursuit sa croissance (+ 9,6 %).

Les livraisons à destination des soutes maritimes internationales, principalement sous forme de fioul lourd, diminuent de 10,3 % après deux années de reprise (+ 13,5 % en 2021, + 5,6 % en 2022), atteignant un niveau inférieur de 38,4 % à celui de 2019.

La consommation d'électricité, majoritairement liée au mode ferré, s'élève à 12,9 TWh en 2023, en hausse de 16 % par rapport à 2022. Cette croissance est portée par celle de la consommation du ferré (+ 12,7 %) et par celle des véhicules

routiers à motorisation alternative (électriques et hybrides rechargeables). La consommation d'électricité pour le routier poursuit sa forte croissance (+ 29,5 % en 2020, + 109,1 % en 2021, + 77,4 % en 2022 et + 46,7 % en 2023), pour atteindre 2,3 TWh. Avec 25,7 % des immatriculations en 2023, les voitures particulières électriques et hybrides rechargeables continuent leur croissance, passant de 2,2 % du parc en 2022 à 3,1 % en 2023 (*Bilan annuel des transports en 2023*, SDES).

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) continue sa progression (+ 14,6 % en 2023), notamment grâce au développement du parc de poids lourds alimentés au gaz. À un niveau de 4,2 TWh, elle représente 0,8 % de la consommation finale énergétique des transports.

5.5.3 CONSOMMATION, DÉPENSES ET TAXES

La dépense énergétique du secteur des transports s'élève en 2023 à 88 Md€ (*figure 5.5.3.1*). Comme la consommation finale, la facture énergétique des transports est dominée par les produits pétroliers (91 %), en particulier à destination du transport routier. Elle décroît plus rapidement que la consommation (- 7 %, contre - 2 % pour la consommation) en raison d'une baisse des prix après la flambée de 2022 (*cf. 1.2*). Les taxes énergétiques représentent, comme en 2022, 34 % de la dépense dans les transports en 2023.

Figure 5.5.3.1 : consommation finale énergétique des transports (hors soutes internationales) par énergie et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Produits pétroliers	481,7	76 205	405,0	54 808	460,5	69 287	473,9	86 286	458,6	80 134
Gaz naturel	1,9	85	2,2	86	3,1	149	3,7	317	4,2	394
Biocarburants	37,2	3 399	30,9	2 632	34,0	4 431	36,0	6 571	37,7	5 416
Électricité	10,1	605	8,3	606	9,7	767	11,1	1 313	12,9	1 747
Total	530,9	80 294	446,5	58 132	507,3	74 635	524,6	94 487	513,3	87 691

Source : SDES, Bilan de l'énergie

5.6 Industrie : baisse de la consommation énergétique et hausse de la dépense en électricité

5.6.1 CONSOMMATION FINALE PAR ÉNERGIE ET DÉPENSE ASSOCIÉE

Le secteur de l'industrie inclut ici l'industrie manufacturière, y compris agroalimentaire, et la construction. La consommation de charbon des hauts-fourneaux, considérée 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). 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 119,3 TWh en 2023. La grande majorité de ces consommations à usage non énergétique est constituée par les produits pétroliers (105,4 TWh), en particulier dans l'industrie pétrochimique (76,6 TWh). Le gaz naturel est également utilisé pour des usages non énergétiques (10,5 TWh, principalement pour la synthèse d'engrais et pour la production d'hydrogène).

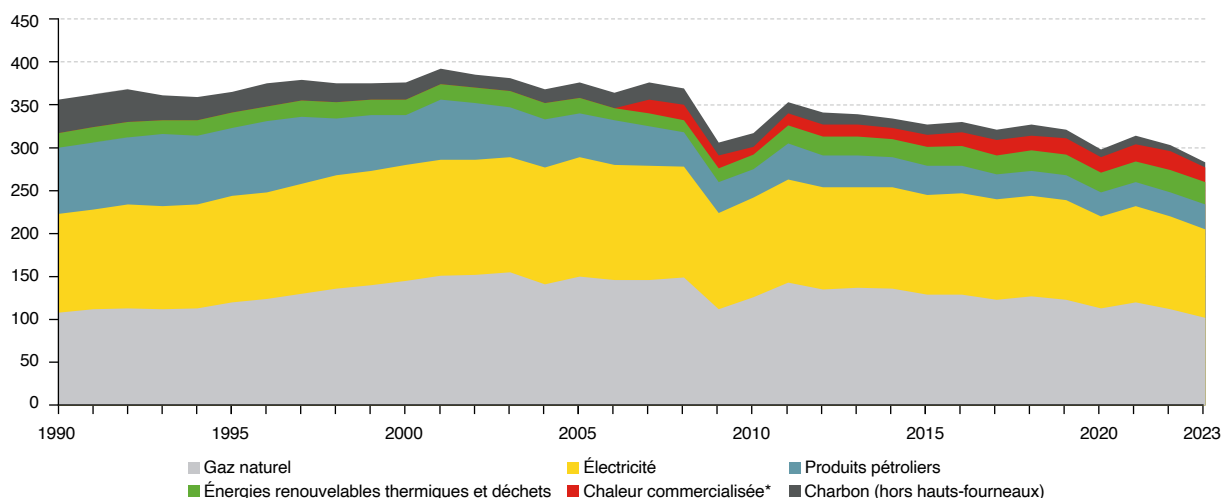
La consommation finale à usage énergétique réelle de l'industrie s'établit, quant à elle, à 278,6 TWh en 2023. Depuis 2012, année de référence des objectifs nationaux de réduction de la consommation d'énergie, elle a baissé de 64,9 TWh (18,9 %) en données réelles, soit - 1,9 % en moyenne par an (- 17,1 % en données corrigées des variations climatiques). Les deux tiers de la baisse ont été réalisés entre 2019 et 2023.

La consommation recule par rapport à 2022, de 6,6 % en données réelles (- 6,5 % à climat corrigé en raison de températures comparables entre les deux années). Dans le même temps, la production dans l'industrie manufacturière diminue également sur l'année 2023 (- 5,0 %). La baisse de consommation en 2023 concerne l'ensemble des énergies, à l'exception des produits pétroliers et des énergies renouvelables, qui connaissent une légère hausse (respectivement + 1,3 % et + 3,5 %).

En 2023, le bouquet énergétique final de l'industrie est toujours dominé par le gaz et l'électricité (respectivement 35 % et 37 % du total) - (figure 5.6.1.1). Viennent ensuite les produits pétroliers (10 %), les énergies renouvelables et les déchets (10 %), la chaleur commercialisée (6 %) et le charbon (2 %, hors hauts-fourneaux) - (cf. 3.3).

Figure 5.6.1.1 : consommation finale énergétique de l'industrie

En TWh (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 DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

La dépense énergétique totale de l'industrie (hors charbon dans les hauts-fourneaux) s'élève en 2023 à 27,9 milliards d'euros, en hausse de 6,0 % en euros constants sur un an, pour une consommation qui baisse dans le même temps de 6,6 % (figure 5.6.1.2). Cette augmentation des dépenses s'inscrit dans la continuité de la hausse importante constatée en 2022, liée à l'impact du contexte géopolitique sur les prix de l'énergie. Par rapport au niveau d'avant la crise sanitaire (2019), l'augmentation est significative (+ 70,8 %).

La hausse de la dépense est surtout imputable à celle de l'électricité (+ 31,2 % en euros constants sur l'année), qui représente 59,4 % de la dépense énergétique de l'industrie.

Le gaz naturel (26,9 % de la dépense totale) connaît à la fois une baisse de consommation (- 9,5 % en 2023) et de dépense (- 15,9 %) notables, après une explosion de la facture en 2022. De même, les dépenses industrielles liées aux produits pétroliers (8,2 % du montant total), du charbon et dérivés hors hauts-fourneaux (0,9 %) et de la chaleur commercialisée (3,5 %) se réduisent en 2023 (respectivement - 9,8 %, - 23,5 % et - 39,2 %). Enfin, couplée à une légère hausse de la consommation (+ 3,5 %), les dépenses dans les énergies renouvelables thermiques et déchets augmentent par rapport à 2022 (+ 4,5 % en euros constants).

Figure 5.6.1.2 : consommation finale énergétique de l'industrie par énergie (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Produits pétroliers	29,1	1 898	28,2	1 476	27,7	1 798	28,1	2 549	28,5	2 300
Gaz naturel	121,1	4 247	108,8	3 049	120,8	5 390	108,3	8 904	98,0	7 491
Charbon et dérivés hors hauts-fourneaux	10,3	250	9,1	179	10,5	274	7,4	315	6,2	241
Énergies renouvelables thermiques et déchets*	23,8	150	23,4	146	24,0	200	25,6	288	26,5	301
Électricité	115,7	9 229	105,8	8 550	112,5	10 077	107,2	12 628	102,0	16 562
Chaleur commercialisée	18,8	551	17,6	458	20,1	884	21,6	1 623	17,5	986
Total (hors charbon hauts-fourneaux)	318,7	16 325	292,8	13 857	315,7	18 623	298,2	26 306	278,6	27 881

* 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, la consommation de charbon et ses dérivés dans les hauts-fourneaux est exclue de la consommation finale. Le bilan monétaire de l'industrie dans cette fiche est réalisé en cohérence avec le bilan physique excluant le charbon des hauts-fourneaux.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

5.6.2 CONSOMMATION FINALE PAR SECTEUR

Le secteur de la chimie et pétrochimie, qui représente à lui seul 21,9 % de l'énergie consommée dans l'industrie (figure 5.6.2.1), voit sa consommation énergétique diminuer de 4,5 %, tandis que l'indice brut de production de l'industrie chimique est relativement stable sur un an (- 0,6 % par rapport à l'année précédente). Le gaz naturel représente près de la moitié (43 %) de sa consommation énergétique et augmente de nouveau (+ 1,8 % en 2023) après une chute en 2022.

L'industrie agroalimentaire pèse pour 19,1 % des consommations énergétiques dans l'industrie. Elle enregistre une baisse de 8,0 % sur l'année 2023 (- 4,6 TWh), pour atteindre son plus bas niveau depuis 2017. Cette diminution est portée notamment par celle du gaz naturel (- 3,3 TWh), tandis que les produits pétroliers et les énergies renouvelables progressent dans le même temps (+ 0,4 TWh chacun). L'activité des industries alimentaires diminue aussi au cours de l'année (- 6,1 % selon l'indice brut de production). Après avoir été davantage épargnée que d'autres secteurs par les baisses d'activité pendant la crise sanitaire en 2020, elle subit la baisse de la consommation de produits alimentaires liée à l'inflation générale de ces produits depuis 2022.

En baisse de 10,8 % en 2023, la consommation énergétique du secteur des produits minéraux non métalliques représente 13,8 % de la consommation de l'industrie. Il regroupe les industries ayant vocation à transformer des minéraux présents à l'état naturel pour la production de ciment, de céramiques, de verre et de chaux. Les processus consomment du gaz naturel en grande partie (42 % de la consommation du secteur).

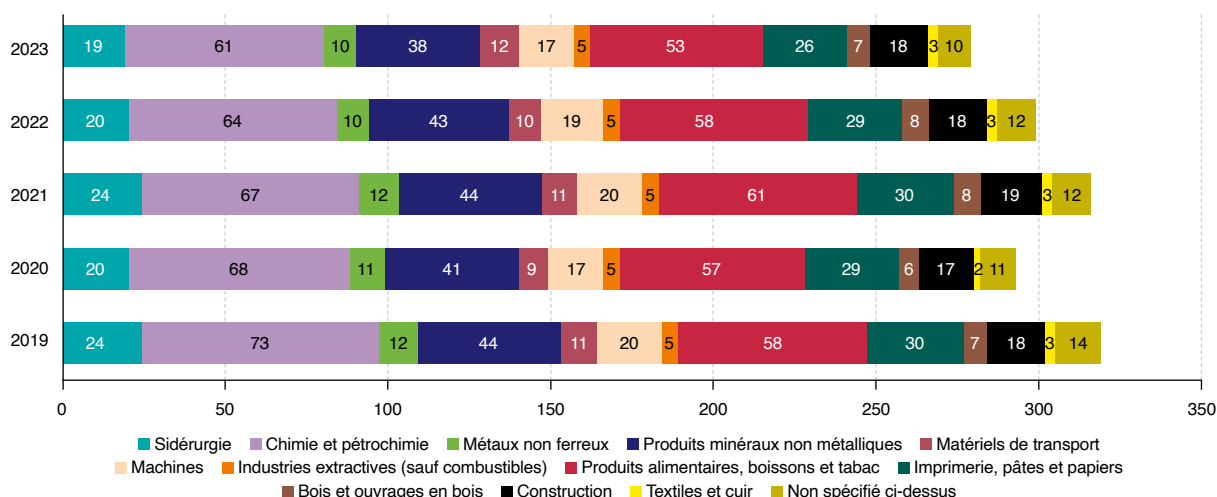
Ensuite, les secteurs industriels faisant l'objet de la plus importante consommation d'énergie sont les imprimeries et papeteries (9,2 % du total) et la sidérurgie (6,8 %, dont plus de la moitié correspondant à de la consommation d'électricité). Les consommations énergétiques de ces deux secteurs sont en baisse en 2023 (respectivement - 12,8 % et - 4,3 % par rapport à 2022).

Le secteur des métaux non ferreux, incluant entre autres les entreprises électro-intensives de la production d'aluminium, a quant à lui une consommation énergétique stable en 2023. Il représente 3,7 % de la consommation de l'industrie et 7 % de la consommation de l'électricité.

Seul le secteur du matériel de transport voit sa consommation d'énergie augmenter par rapport à 2022 (+ 18,9 %). Il correspond à 4,4 % des consommations énergétiques dans l'industrie.

Figure 5.6.2.1 : évolution de la consommation finale énergétique (données non corrigées des variations climatiques) par secteur de l'industrie

En TWh



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

Source : SDES, Bilan de l'énergie

5.6.3 DÉCOMPOSITION SECTORIELLE DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE

En données réelles, la consommation finale de gaz naturel à usage énergétique diminue en 2023 et s'établit à 98,0 TWh (soit - 9,5 %), après une baisse du même ordre de grandeur entre 2021 et 2022 (figure 5.6.3.1). Depuis 2012, elle se réduit en moyenne de 3,0 % par an. Le secteur de la chimie et pétrochimie, qui représente 27 % de la consommation de gaz de l'industrie, est cependant en hausse de 1,8 % en 2023.

La consommation finale d'électricité diminue de 4,9 % au cours de l'année, pour s'établir à 102,0 TWh, se situant 11,8 % en dessous de la consommation de 2019. Cette baisse ne touche pas tous les secteurs de manière uniforme. Elle est principalement forte sur les secteurs de la papeterie et imprimerie (- 14,0 %) et de la sidérurgie (- 9,0 %). Les pôles industriels les plus consommateurs d'électricité restent les produits alimentaires (21 % de la consommation totale) ainsi que la chimie et pétrochimie (17 %).

La consommation finale de produits pétroliers dans l'industrie connaît une légère augmentation en 2023, de 1,3 % en données réelles. Depuis 2012, elle baisse néanmoins de 2,4 % en moyenne annuelle. Elle provient pour plus de 60 % des secteurs de la construction et des produits minéraux non métalliques, malgré un léger recul de ces secteurs en 2023 (respectivement - 0,6 % et - 4,4 %). La légère augmentation

en 2023 provient majoritairement de l'industrie agroalimentaire, en progression de 14,3 % au cours de l'année.

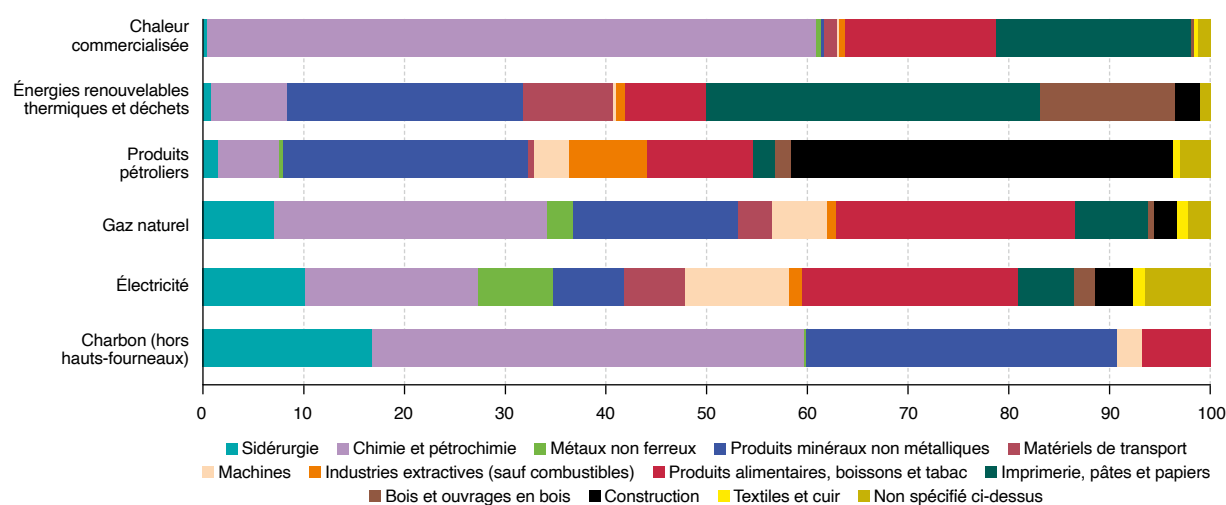
La chaleur commercialisée connaît la plus forte chute de consommation finale annuelle (- 19,0 %). La consommation de chaleur vendue dans l'industrie se répartit presque intégralement entre les secteurs de la chimie et pétrochimie (61 % de la consommation totale), la papeterie et imprimerie (19 %) et les produits alimentaires (15 %). Chacun de ces domaines connaît une baisse supérieure à 15 % en 2023.

La consommation finale d'énergies renouvelables et de déchets est, quant à elle, en légère hausse (+ 3,5 %). Elle augmente de 1,8 % en moyenne par année depuis 2012. La majorité de ses consommations sectorielles (70 %) provient du papier et de l'imprimerie, des produits minéraux non métalliques et du bois. Ces domaines sont cependant en léger recul en 2023. La hausse de consommation d'énergies renouvelables et de déchets provient surtout de l'industrie agroalimentaire et de la sidérurgie, dont les consommations augmentent significativement par rapport à 2022.

En 2023, la consommation finale de charbon (hors hauts-fourneaux) diminue de 16,6 %. Malgré un rebond en 2021, la consommation nette de charbon dans l'industrie est inférieure de 41,4 % à son niveau de 2019 et se situe dans une dynamique globale de baisse depuis 2012 (- 57,0 %). Plus de 90 % de la consommation industrielle de charbon se répartit entre les secteurs de la chimie, de la sidérurgie et des produits minéraux non métalliques.

Figure 5.6.3.1 : décomposition sectorielle de la consommation finale énergétique de l'industrie en 2023

En %



Note : la part de chacune des énergies est calculée à partir des données non corrigées des variations climatiques.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

5.7 Agriculture-pêche : consommation et dépense quasi stables

Avec 52,6 TWh, la consommation finale d'énergie de l'agriculture et de la pêche diminue très légèrement, de 0,7 % en 2023, après une baisse de 2,5 % en 2022 (*figure 5.7.1*). Peu sensible aux fluctuations de la production agricole, elle ne varie guère depuis une dizaine d'années. 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 en légère croissance (+ 2,8 % sur la période).

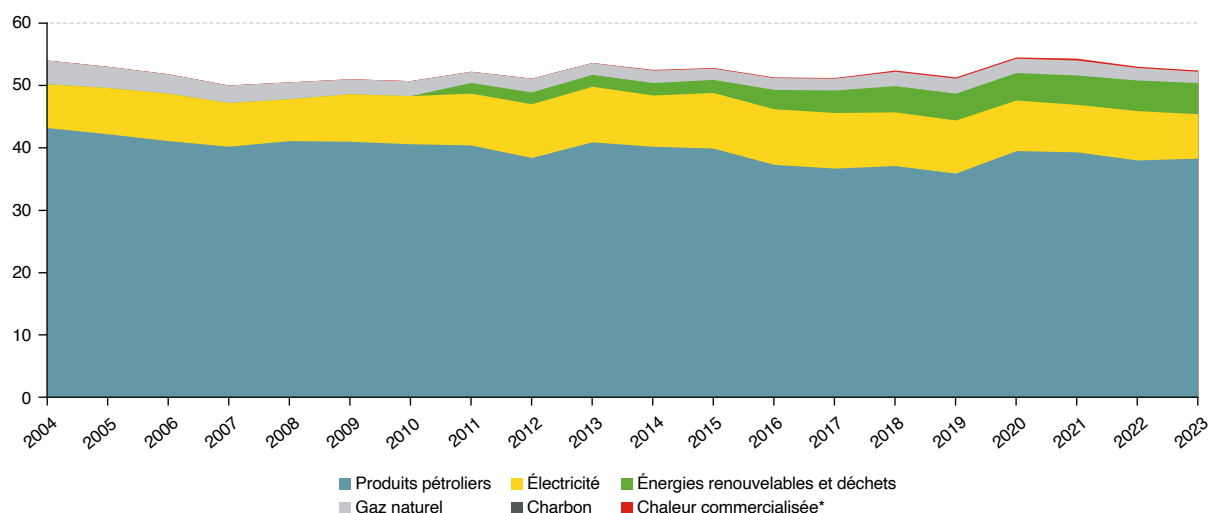
Dans l'agriculture, les produits pétroliers, comprenant essentiellement du gazole non routier (GNR), constituent 72,9 % du bouquet énergétique en 2023, avec une consommation en hausse de 0,9 %. Le GNR est destiné aux tracteurs et engins mobiles non routiers. La consommation d'électricité, qui représente la deuxième source d'énergie du secteur (13,6 %), baisse de 9,4 %. Viennent ensuite les

énergies renouvelables et déchets, qui représentent 9,6 % du bouquet énergétique, et dont la consommation progresse de 3,8 % sur un an. Depuis 2012, elle augmente en moyenne de 9,5 % par an. Le gaz naturel enregistre, quant à lui, une baisse de 8,2 % et correspond en 2023 à 3,4 % de la consommation dans l'agriculture. Quant à la chaleur commercialisée, qui ne représente que 0,5 % de la consommation, elle réalise une hausse de 6,2 %. Dans le secteur de l'agriculture, l'électricité, le gaz de pétrole liquéfié et le gaz naturel sont utilisés principalement pour les bâtiments d'élevage, les serres et l'irrigation.

La pêche représente 8,5 % des consommations d'énergie de l'ensemble agriculture-pêche. Sa consommation finale d'énergie, composée pour l'essentiel du gazole consommé par les bateaux de pêche, diminue légèrement en 2023 (- 1,3 %) après quatre années de hausse consécutives.

Figure 5.7.1 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche

En TWh



* 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 DROM.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

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

En 2023, la dépense totale en énergie du secteur de l'agriculture et de la pêche s'élève à 5,8 milliards d'euros (figure 5.7.2). En euros constants, elle est en légère hausse par rapport à l'année précédente (+ 0,9 %), après une hausse majeure en 2022 (+ 31,0 %) liée à l'explosion des prix de l'énergie. La dépense en produits pétroliers baisse de 9,0 % en 2023, malgré une légère hausse de consommation, et correspond à 60,4 % de la dépense dans le secteur agriculture-pêche. À l'inverse, la dépense en électricité

explose (+ 36,9 % par rapport à 2022), tandis que sa consommation diminue, sous l'effet des hausses de prix. Ainsi, elle représente 31,5 % de la dépense en 2023. Troisième énergie du secteur, les énergies renouvelables et déchets représentent 4,8 % de la dépense (en baisse de 28,2 %), contre 9,6 % de la consommation. Le gaz est le quatrième poste de dépense (2,9 % du total), en progression de 9,7 % en 2023.

Figure 5.7.2 : consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃	En TWh	En M€ ₂₀₂₃
Produits pétroliers	35,9	2 777	39,5	2 306	39,3	2 804	38,0	3 872	38,3	3 524
Gaz naturel	2,3	112	2,2	97	2,3	116	1,9	153	1,8	167
Charbon	0,02	0,4	0,02	0,4	0,02	0,4	0,02	0,8	0,01	0,6
Énergies renouvelables et déchets	4,3	161	4,4	153	4,7	263	4,9	389	5,0	279
Électricité	8,5	1 228	8,1	1 176	7,6	1 207	7,9	1 341	7,1	1 835
Chaleur commercialisée	0,2	19,6	0,2	16,0	0,3	24,3	0,2	25,8	0,2	27,7
Total	51,2	4 298	54,5	3 748	54,3	4 415	52,9	5 782	52,6	5 835

Source : SDES, Bilan de l'énergie

partie 6

Intensité énergétique finale et émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie

— En 2023, l'intensité énergétique finale atteint 0,6 TWh par milliard d'euros de PIB. Elle décroît de 3,5 % par an en moyenne depuis 2020. La consommation d'énergie finale par habitant s'établit à 22,6 MWh, en baisse de 4,3 % par rapport à 2022. La baisse des émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie est estimée à 6,8 %. Elle concerne tous les secteurs et, en particulier, le secteur de l'énergie.



6.1 Intensité énergétique finale : poursuite de la baisse

Après un rebond en 2020 (+ 1,5 % sur un an) lié à la crise sanitaire, l'intensité énergétique finale (consommation finale à usage énergétique par unité de PIB) reprend sa tendance à la baisse, à un rythme annuel moyen de - 3,5 % entre 2020 et 2023, pour atteindre 0,60 TWh par milliard d'euros en 2023 (figure 6.1.1). La consommation finale à usage énergétique annuelle, corrigée des variations climatiques, continue à diminuer (- 4,0 % en 2023), alors que l'activité connaît une croissance faible (+ 0,9 %).

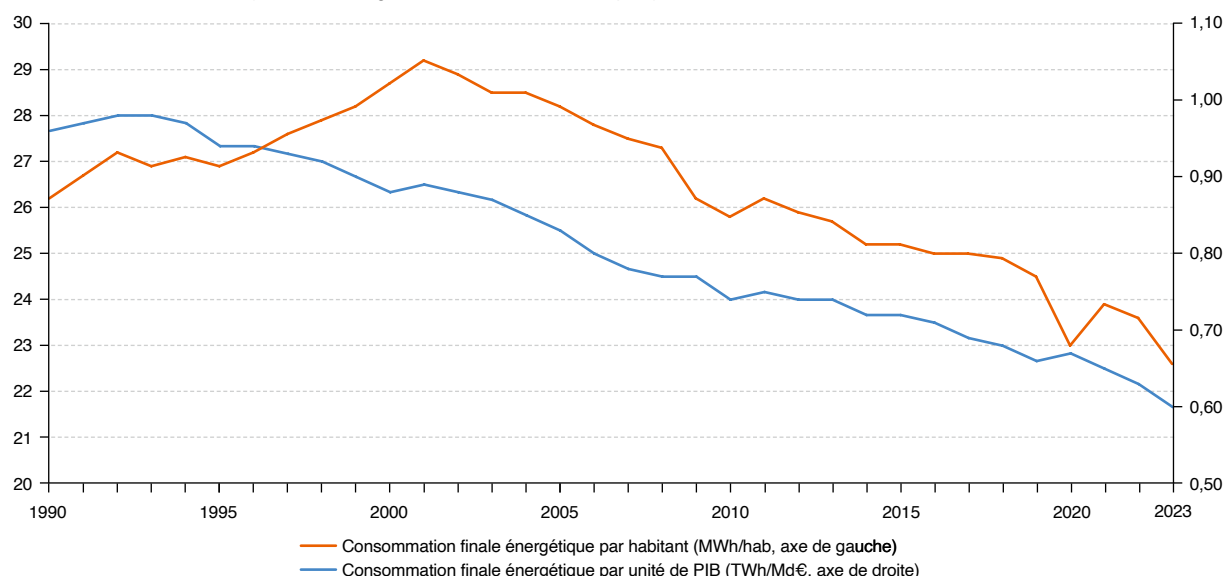
Sur le long terme, l'intensité énergétique finale diminue de manière quasiment continue depuis 1990, à un rythme annuel moyen de - 1,4 %. Entre 1990 et 2001, cette baisse s'explique par une croissance moins rapide de la consommation énergétique finale (+ 16,7 %) que du PIB (+ 26,4 %). À partir de 2001, la consommation énergétique finale diminue alors que le PIB continue à augmenter, bien que moins rapidement. Ce découplage partiel entre PIB et consommation d'énergie s'explique par des gains d'efficacité

énergétique dans l'ensemble des secteurs, par la tertiarisation de l'économie et par une croissance de la demande des ménages moins rapide que celle du PIB.

En 2023, la consommation finale énergétique par habitant diminue de 4,3 % par rapport à 2022, pour s'établir à 22,6 MWh par habitant, poursuivant la baisse temporairement mise en pause en 2020. Sur le long terme, après une croissance annuelle moyenne de 1 %, qui culmine en 2001 à 29,2 MWh par habitant, la consommation par habitant diminue à un rythme annuel moyen de - 1,2 % de 2001 à 2023. De 1990 à 2001, à climat corrigé, la consommation finale énergétique totale augmente de 16,7 %, notamment du fait de la hausse de consommation du tertiaire (+ 26,9 %) et des transports (+ 17,9 %). De 2001 à 2023, la tendance s'inverse, principalement du fait de la baisse de la consommation de l'industrie (- 27,4 %) et, dans une moindre mesure, du résidentiel (- 7,6 %).

Figure 6.1.1 : intensité énergétique finale (données corrigées des variations climatiques)

En MWh/hab et TWh/Md€ (données corrigées des variations climatiques)



Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
Sources : SDES, Bilan énergétique de la France ; Insee

partie 6 : intensité énergétique finale et émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie

Depuis 1990, l'intensité énergétique finale a diminué pour l'ensemble des activités (*figure 6.1.2*).

Dans les transports, premier secteur consommateur en 2023 (33 % de la consommation énergétique finale), l'amélioration de la performance énergétique des véhicules légers se poursuit de manière continue depuis 1990, avec une baisse de 26 % de la consommation d'énergie par kilomètre parcouru. Cette baisse s'accélère à partir de 2010, passant d'un rythme annuel moyen de - 0,7 % de 1990 à 2010 à - 1,2 % de 2010 à 2023. La réduction de la consommation unitaire des poids lourds apparaît moins forte (- 13 % depuis 1990). Elle stagne jusqu'au milieu des années 2000 puis décroît à un rythme annuel moyen de - 0,8 % entre 2005 et 2023.

Malgré un léger rebond en 2020, en lien avec une présence accrue des ménages dans leur domicile, la baisse la consommation d'énergie par m² est particulièrement forte dans le résidentiel (- 37 % depuis 1990), traduisant les meilleures performances énergétiques des logements neufs ainsi que des efforts de rénovation dans les logements

anciens. En 2023, le secteur résidentiel représente 29,5 % de la consommation énergétique finale.

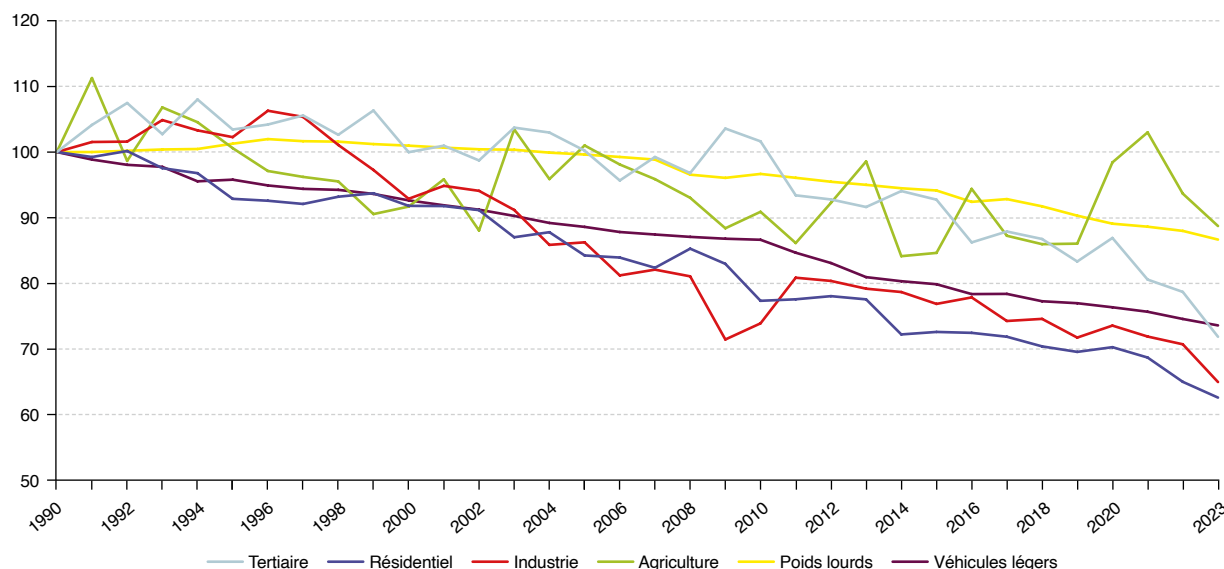
Dans l'industrie (18,3 % de la consommation énergétique finale en 2023), l'adoption de procédés moins consommateurs a contribué à la baisse de long terme de l'intensité énergétique (- 35 % depuis 1990).

Le tertiaire (15,5 % de la consommation énergétique finale en 2023) connaît une chute de son intensité énergétique de 28 % depuis 1990. La baisse ne commence qu'à partir de la fin des années 2000, à un rythme annuel moyen soutenu de - 2,6 % entre 2009 et 2023. Comme dans le résidentiel, cette tendance s'explique notamment par l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments du secteur.

Dans l'agriculture (3,4 % de la consommation énergétique finale en 2023), l'intensité énergétique est beaucoup plus volatile, en raison notamment des aléas climatiques qui pèsent sur les récoltes et affectent les rendements sans modifier la consommation d'énergie. Toutefois, elle baisse tendanciellement depuis 1990 (- 11 %).

Figure 6.1.2 : évolution des intensités énergétiques finales par secteur (données corrigées des variations climatiques)

En indice base 100 en 1990 (données corrigées des variations climatiques)



Note : l'intensité énergétique finale est définie comme le ratio de la consommation énergétique finale du secteur à sa valeur ajoutée, sauf pour le résidentiel, où le dénominateur est la surface totale des logements habités, et dans les transports, où l'indicateur mesure la consommation unitaire des véhicules.

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

Sources : SDES, Bilan énergétique de la France, Bilan annuel des transports, Rapport du compte du logement ; Insee

6.2 La baisse de la consommation d'énergie et l'évolution du bouquet énergétique favorisent une baisse des émissions de gaz à effet de serre

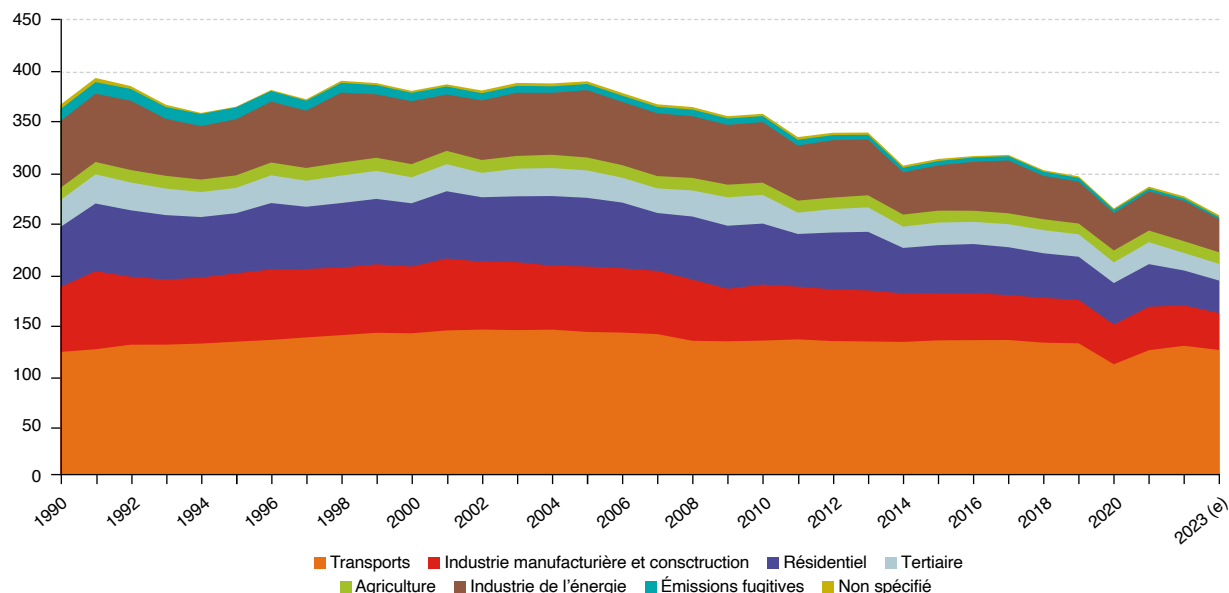
La combustion d'énergie est la première source d'émissions de gaz à effet de serre. En France, en 2022, ces émissions représentent 70 % du total, hors UTCATF (Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie) et sources internationales. Le reste provient des procédés industriels, de l'agriculture, de l'élevage et de la gestion des déchets. Les émissions liées à la combustion d'énergie s'établissent à 276 Mt CO₂ éq en 2022 (*figure 6.2.1*).

Pour 2023, ces émissions sont estimées à 258 Mt CO₂ éq, soit une baisse de 6,8 %.

Entre 1990 et 2022, les émissions de GES liées à la combustion d'énergie ont diminué de 24,8 %. Après une période de relative stabilité entre 1990 et 2005, elles diminuent depuis à un rythme annuel moyen de - 2,0 %. Sur la période, les émissions de tous les secteurs diminuent, à l'exception du transport (+ 5 %).

Figure 6.2.1 : émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie par secteur entre 1990 et 2023

En Mt CO₂ éq



(e) = estimation.

Note : les données d'émissions utilisées dans cette partie sont les émissions de dioxyde de carbone (CO₂), de méthane (CH₄), de protoxyde d'azote (N₂O) et de gaz fluorés dues à la combustion d'énergie (CRF1) rapportées à la CCNUCC sur le périmètre France et DROM appartenant à l'Union européenne. L'année 2023 est estimée.

Source : Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

En 2022, les transports représentent 46 % des émissions liées à la combustion d'énergie, l'industrie manufacturière et la construction 15 %, l'industrie de l'énergie 14 %, le résidentiel 13 %, le tertiaire 6 %, l'agriculture 4 %. Les émissions involontaires lors des activités d'extraction, de traitement et de distribution de combustibles fossiles, appelées émissions fugitives, représentent 1 % du total.

La répartition sectorielle de ces émissions a fortement évolué depuis 1990. Les émissions directes¹⁵ du transport, qui représentaient 33 % des émissions dues à la combustion d'énergie en 1990, ont vu leur part progresser de 13 points. Celle des émissions de l'agriculture augmente également de 1 point. À l'inverse, la part des émissions des autres secteurs a diminué : industrie manufacturière et construction (- 3 points), industrie de l'énergie (- 4 points), résidentiel (- 4 points), tertiaire (- 1 point).

Ces disparités entre secteurs s'expliquent par l'évolution de leur consommation d'énergie et de leur bouquet énergétique. Par exemple, les transports ont vu leur consommation d'énergie finale augmenter de 17,2 % et leur bouquet énergétique rester très largement dominé par les produits pétroliers. À l'inverse, d'autres secteurs ont connu une décarbonation partielle de leur bouquet énergétique : baisse de la part de combustibles fossiles fortement émetteurs (charbon, pétrole et, dans une moindre mesure, gaz) et hausse de la part des énergies

renouvelables et de l'électricité et de la chaleur commercialisée.

En 2023, la baisse des émissions liées à la combustion d'énergie est estimée à 6,8 % et touche tous les secteurs, en particulier l'industrie de l'énergie (- 18 %) et y compris les transports (- 3 %).

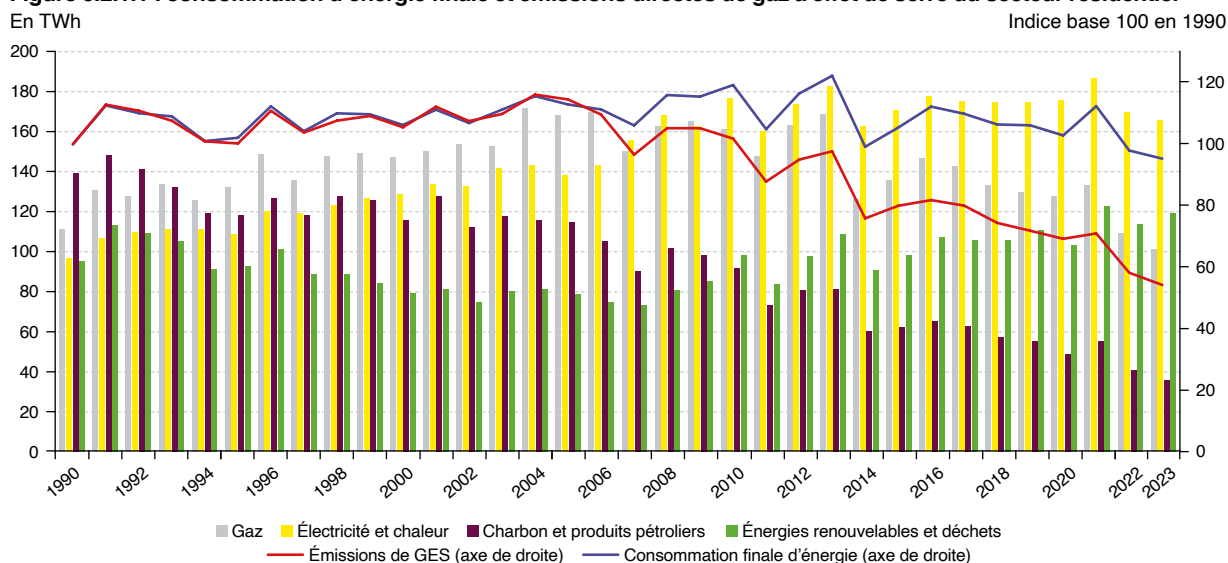
6.2.1 ÉMISSIONS DU RÉSIDENTIEL

On peut distinguer deux phases dans l'évolution de émissions de GES liées à l'énergie du secteur résidentiel (figure 6.2.1.1).

De 1990 à 2006, les émissions directes du secteur résidentiel augmentent de 9,6 % et suivent l'augmentation de la consommation finale d'énergie (+ 11,3 %). Sur cette période, la consommation de produits pétroliers et de charbon, fortement émetteurs, diminue de 24,4 %, mais celle de gaz augmente de 52,6 %.

De 2006 à 2022, les émissions diminuent plus rapidement que la consommation d'énergie finale (respectivement - 46,9 % et - 12,0 %), notamment grâce à l'évolution du bouquet énergétique. La consommation d'électricité et de chaleur augmente de 18,4 %, tout comme celle d'énergies renouvelables et de déchets (+ 52,8 %). Dans le même temps, la consommation de produits pétroliers et de charbon continue à baisser fortement (- 61,0 %) et la consommation de gaz diminue de 35,7 %.

Figure 6.2.1.1 : consommation d'énergie finale et émissions directes de gaz à effet de serre du secteur résidentiel



Note : la consommation d'énergie finale des DROM n'est comptabilisée qu'à partir de 2011 alors que leurs émissions le sont dès 1990. Le chauffage représente une part importante des consommations. Les variations annuelles des émissions sont donc fortement corrélées à celles de la rigueur climatique.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

¹⁵ Les émissions indirectes liées à la production d'électricité et de chaleur commercialisée ne sont pas comptabilisées dans les secteurs de consommation finale mais dans l'industrie de l'énergie. La substitution d'énergies fossiles par de l'électricité dans le bouquet énergétique d'un secteur explique donc une baisse de ses émissions directes. Toutefois, même en comptabilisant les émissions indirectes, c'est-à-dire en réaffectant les émissions de l'industrie de l'énergie aux secteurs de consommation finale, l'électrification du bouquet énergétique permet une baisse des émissions, la production d'électricité étant peu émettrice en France (nucléaire, hydraulique).

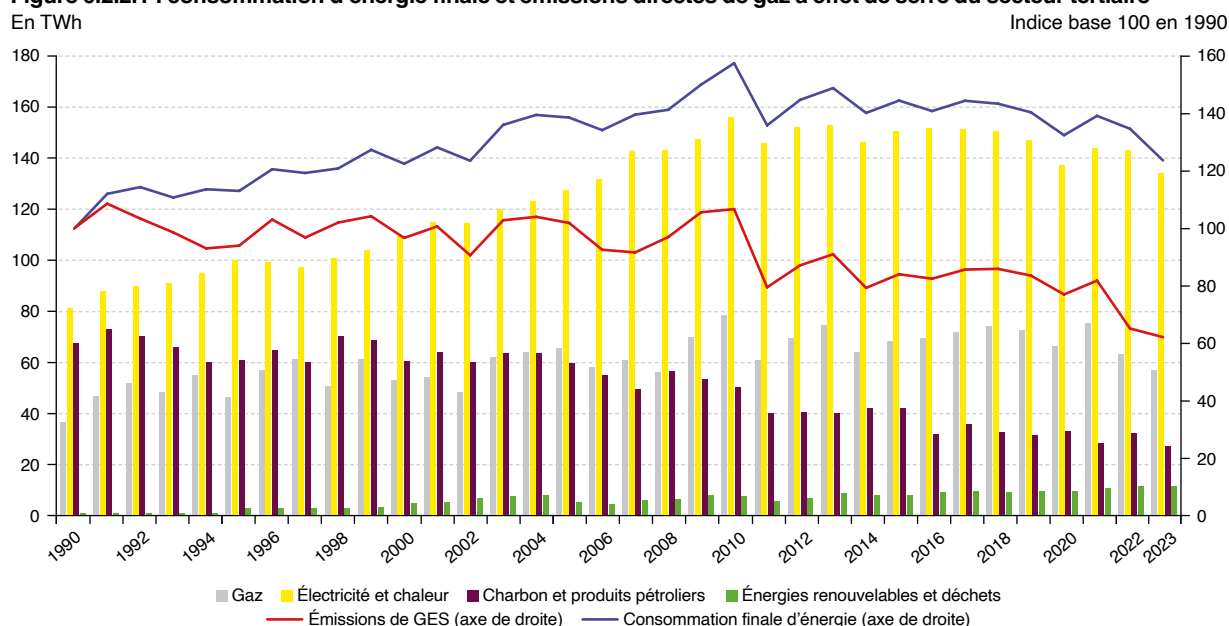
En 2023, la baisse des émissions du résidentiel est estimée à - 6,8 %, alors que la consommation finale diminue de 2,7 %, en lien avec la réduction importante des consommations d'énergies fossiles : la consommation finale de charbon et de produits pétroliers diminue de 12,4 %, celle de gaz de 7,3 %.

6.2.2 ÉMISSIONS DU TERTIAIRE

Dans le secteur tertiaire, le découplage entre les émissions de GES et la consommation d'énergie est intervenu plus tôt que dans le résidentiel, grâce à une importante électrification

du secteur. Ainsi, entre 1990 et 2010, les émissions directes du tertiaire augmentent seulement de 6,7 % alors que la consommation finale d'énergie croît de 57,7 % (figure 6.2.2.1). Sur cette période, la part des produits pétroliers et du charbon diminue de 19 points, pour atteindre 17 % en 2010. Le gaz augmente fortement et passe devant les produits pétroliers dans le bouquet du secteur (+ 7 points, pour atteindre 27 % du total). L'électricité et la chaleur conservent leur première place grâce à une forte croissance (+ 10 points), atteignant une part de 53 %. Les énergies renouvelables font leur apparition, passant de 0,6 TWh à 7,2 TWh en 2010, soit une part de 2,4 %.

Figure 6.2.2.1 : consommation d'énergie finale et émissions directes de gaz à effet de serre du secteur tertiaire



Note : la consommation d'énergie finale des DROM n'est comptabilisée qu'à partir de 2011 alors que leurs émissions le sont dès 1990. Le chauffage représente une part importante des consommations. Les variations annuelles des émissions sont donc fortement corrélées à celles de la rigueur climatique.
Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

L'année 2010 marque un pic de consommation d'énergie, notamment du fait d'un climat particulièrement rigoureux. L'année suivante se distingue à l'inverse par des températures douces, provoquant une baisse importante de la consommation d'énergie finale (- 13,7 %) et des émissions (- 25,5 %).

À partir de 2011, les émissions de gaz à effet de serre du tertiaire se stabilisent (+ 2,9 % entre 2011 et 2021), comme la consommation d'énergie finale du secteur (+ 2,4 %). Le bouquet énergétique évolue légèrement au profit du gaz (+ 5 points) et des énergies renouvelables (+ 2 points), alors

que l'électricité et la chaleur diminuent de 2 points et le charbon et les produits pétroliers de 5 points.

L'année 2022 est marquée par une baisse de la consommation finale d'énergie du secteur (- 3,2 %). Les émissions diminuent encore plus rapidement (- 20,4 %), principalement du fait d'une baisse plus rapide de la consommation de gaz (- 4 points dans le bouquet énergétique final).

En 2023, la baisse des émissions du secteur se poursuit et est estimée à - 4,6 %, alors que la consommation finale d'énergie diminue de 8,2 %.

6.2.3 ÉMISSIONS DE L'INDUSTRIE ET DE LA CONSTRUCTION

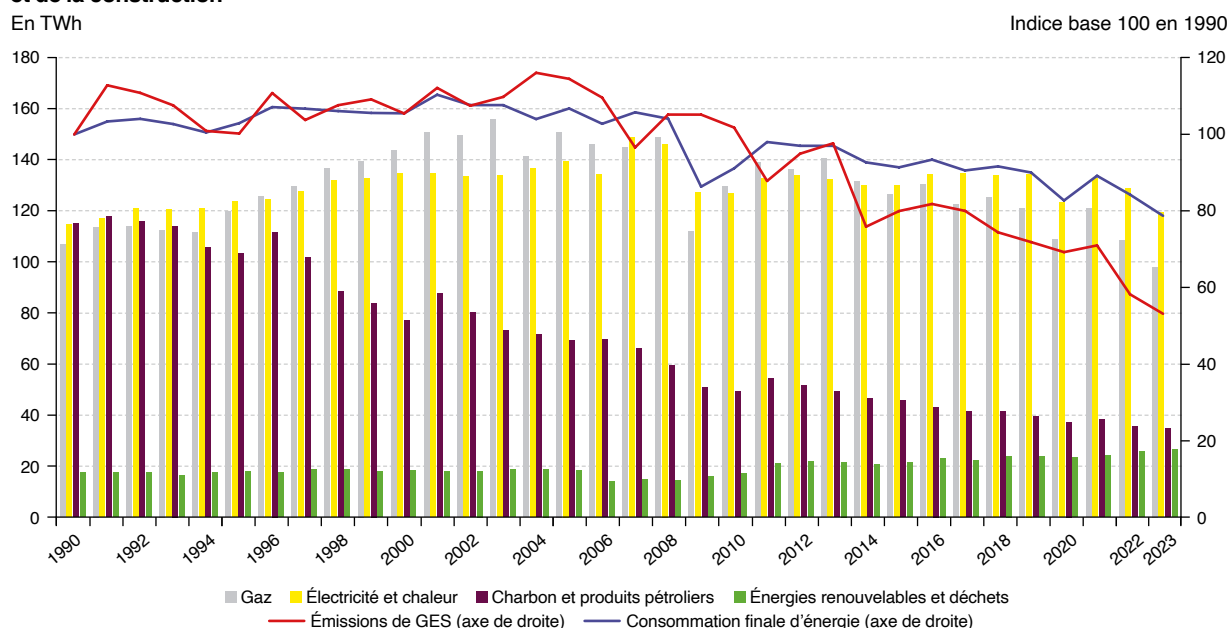
Comme pour les deux secteurs précédents, on distingue deux phases pour l'évolution des émissions de GES liées à l'énergie de l'industrie depuis 1990 (figure 6.2.3.1).

Entre 1990 et 2004, les émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergie de l'industrie manufacturière et de la construction augmentent plus vite que la consommation finale d'énergie du secteur (+ 16,1 %, contre 4,0 % pour la consommation d'énergie). Cela s'explique par la forte croissance de la consommation de gaz (+ 32,2 %), dont les émissions ne sont pas compensées par la moindre consommation de charbon et de produits pétroliers (- 37,9 %).

Entre 2004 et 2022, les émissions et la consommation finale d'énergie baissent fortement (respectivement - 49,9 % et - 19,0 %). La baisse de la consommation de produits pétroliers et de charbon se poursuit (- 50,3 %). La tendance s'inverse pour la consommation de gaz qui diminue (- 23,4 %), comme, dans une moindre mesure, pour la consommation d'électricité et de chaleur (- 5,7 %). Les énergies renouvelables et les déchets sont les seules énergies à augmenter (+ 35,6 %).

En 2023, la baisse des émissions du secteur est estimée à - 8,7 %, alors que la consommation finale d'énergie baisse de 6,6 %, notamment grâce à la baisse plus rapide du gaz (- 9,5 %) que de l'électricité et de la chaleur (- 7,3 %).

Figure 6.2.3.1 : consommation d'énergie finale et émissions directes de gaz à effet de serre de l'industrie manufacturière et de la construction



Note : la consommation d'énergie finale des DOM n'est comptabilisée qu'à partir de 2011 alors que leurs émissions le sont dès 1990. La consommation des autoproductions d'électricité et de chaleur est comptabilisée dans l'industrie dans les inventaires de gaz à effet de serre, alors qu'elle l'est dans la branche énergie dans le bilan de l'énergie.

Sources : SDES, Bilan de l'énergie ; Inventaire format CCNUCC (Périmètre UE) – Citepa

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 2023
Données réelles
En TWh

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR élec-triques	EnR ther-miques et déchets	Électricité	Chaleur commer-cialisée	Total
Production d'énergie primaire	0,00	9,86	0,00	0,18	1 024,86	129,41	256,53	0,00	0,00	1 420,84
Importations	52,11	541,30	441,73	479,18	0,00	0,00	30,70	25,43	0,00	1 570,45
Exportations	- 0,02	- 1,47	- 170,53	- 140,29	0,00	0,00	- 7,51	- 75,90	0,00	- 395,73
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 12,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 12,32
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 62,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 62,41
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,22	- 0,92	3,59	1,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,36
Consommation primaire	52,31	548,76	200,06	340,56	1 024,86	129,41	279,72	- 50,47	0,00	2 525,20
Écart statistique	- 2,87	9,09	10,33	0,15	0,00	0,00	0,00	2,02	0,00	18,72
Production d'électricité	8,68	0,00	13,23	47,18	1 024,86	129,41	39,28	- 520,46	0,00	742,17
Production de chaleur	0,99	0,00	2,89	20,16	0,00	0,00	31,68	0,00	- 47,54	8,18
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 8,22	0,00	0,00	8,22	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	558,22	- 553,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,57
Autres transformations, transferts	23,46	- 18,55	17,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,07
Usages internes de la branche énergie	11,94	0,00	17,03	4,97	0,00	0,00	0,66	33,77	0,00	68,37
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	3,66	0,00	0,00	0,00	36,58	5,73	45,98
Consommation nette de la branche énergie	42,20	548,76	- 493,01	67,90	1 024,86	129,41	79,84	- 448,09	- 41,81	910,06
Industrie	6,15	0,00	28,51	97,96	0,00	0,00	26,49	101,98	17,49	278,59
Transports	0,00	0,00	458,56	4,19	0,00	0,00	37,68	12,86	0,00	513,29
Résidentiel	0,22	0,00	35,70	101,33	0,00	0,00	119,40	150,74	14,92	422,32
Tertiaire	0,33	0,00	26,58	56,92	0,00	0,00	11,27	124,88	9,14	229,12
Agriculture-pêche	0,01	0,00	38,34	1,77	0,00	0,00	5,04	7,15	0,25	52,56
Consommation finale énergétique	6,73	0,00	587,69	262,16	0,00	0,00	199,88	397,62	41,81	1 495,88
Consommation finale non énergétique	3,39	0,00	105,38	10,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	119,26
Consommation finale	10,11	0,00	693,07	272,66	0,00	0,00	199,88	397,62	41,81	1 615,14

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2022

Données réelles
En TWh

	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	9,77	0,00	0,21	893,12	103,84	250,96	0,00	0,00	1 257,89
Importations	70,70	489,11	480,45	575,55	0,00	0,00	28,81	52,44	0,00	1 697,04
Exportations	- 0,08	- 0,59	- 160,69	- 154,17	0,00	0,00	- 8,59	- 37,49	0,00	- 361,62
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 13,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 13,74
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 56,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 56,95
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 2,74	- 2,61	2,17	- 35,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 38,31
Consommation primaire	67,87	495,68	251,24	386,44	893,12	103,84	271,18	14,94	0,00	2 484,32
Écart statistique	- 2,58	2,81	- 14,92	- 1,51	0,00	0,00	0,00	1,62	0,00	- 14,58
Production d'électricité	15,73	0,00	15,09	67,47	893,12	103,84	37,61	- 469,12	0,00	663,74
Production de chaleur	1,64	0,00	2,58	20,62	0,00	0,00	34,88	0,00	- 50,93	8,80
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 6,28	0,00	0,00	6,28	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	506,72	- 500,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,50
Autres transformations, transferts	27,65	- 13,85	12,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,26
Usages internes de la branche énergie	14,34	0,00	16,29	5,08	0,00	0,00	0,66	32,23	0,00	68,59
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	4,01	0,00	0,00	0,00	35,23	4,84	44,08
Consommation nette de la branche énergie	56,78	495,68	- 468,72	89,40	893,12	103,84	79,43	- 400,04	- 46,09	803,40
Industrie	7,37	0,00	28,14	108,29	0,00	0,00	25,59	107,24	21,61	298,25
Transports	0,00	0,00	473,88	3,65	0,00	0,00	35,99	11,09	0,00	524,61
Résidentiel	0,31	0,00	40,68	109,31	0,00	0,00	113,98	155,19	14,53	434,00
Tertiaire	0,38	0,00	31,46	63,11	0,00	0,00	11,34	133,57	9,72	249,57
Agriculture-pêche	0,02	0,00	37,98	1,93	0,00	0,00	4,86	7,89	0,23	52,91
Consommation finale énergétique	8,08	0,00	612,14	286,29	0,00	0,00	191,75	414,98	46,09	1 559,34
Consommation finale non énergétique	3,01	0,00	107,81	10,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,57
Consommation finale	11,09	0,00	719,96	297,04	0,00	0,00	191,75	414,98	46,09	1 680,92

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2021

Données réelles
En TWh

	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	10,38	0,00	0,23	1 149,58	112,35	253,51	0,00	0,00	1 526,06
Importations	72,19	404,09	533,06	469,59	0,00	0,00	26,19	24,33	0,00	1 529,46
Exportations	- 0,05	- 1,28	- 146,70	- 55,83	0,00	0,00	- 8,79	- 69,23	0,00	- 281,88
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 13,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 13,01
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 33,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 33,46
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	7,88	2,89	9,03	16,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,24
Consommation primaire	80,03	416,09	348,92	430,41	1 149,58	112,35	270,91	- 44,89	0,00	2 763,40
Écart statistique	- 3,59	8,61	- 23,39	3,03	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	- 15,29
Production d'électricité	20,39	0,00	13,92	51,34	1 149,58	112,35	35,40	- 550,57	0,00	832,41
Production de chaleur	1,72	0,00	2,77	22,37	0,00	0,00	34,94	0,00	- 53,14	8,67
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 3,90	0,00	0,00	3,90	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	433,82	- 428,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,01
Autres transformations, transferts	32,15	- 26,34	24,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,69
Usages internes de la branche énergie	14,90	0,00	10,27	7,43	0,00	0,00	0,66	33,60	0,00	66,85
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	3,58	0,00	0,00	0,00	39,19	5,10	47,87
Consommation nette de la branche énergie	65,58	416,09	- 400,35	83,84	1 149,58	112,35	74,90	- 477,73	- 48,04	976,20
Industrie	10,50	0,00	27,74	120,79	0,00	0,00	24,04	112,50	20,12	315,70
Transports	0,00	0,00	460,52	3,12	0,00	0,00	33,99	9,65	0,00	507,28
Résidentiel	0,30	0,00	54,84	133,35	0,00	0,00	122,69	169,52	17,05	497,75
Tertiaire	0,42	0,00	27,51	75,27	0,00	0,00	10,60	133,52	10,60	257,93
Agriculture-pêche	0,02	0,00	39,30	2,34	0,00	0,00	4,68	7,65	0,27	54,25
Consommation finale énergétique	11,24	0,00	609,91	334,87	0,00	0,00	196,01	432,84	48,04	1 632,91
Consommation finale non énergétique	3,21	0,00	139,36	11,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	154,28
Consommation finale	14,45	0,00	749,27	346,58	0,00	0,00	196,01	432,84	48,04	1 787,19

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2020

Données réelles
En TWh

	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	9,82	0,00	0,18	1 072,22	116,13	229,61	0,00	0,00	1 427,96
Importations	59,35	394,74	507,92	468,92	0,00	0,00	20,27	19,54	0,00	1 470,73
Exportations	- 0,10	- 1,45	- 148,57	- 84,52	0,00	0,00	- 9,22	- 64,58	0,00	- 308,43
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 11,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 11,46
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 30,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 30,79
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	2,28	2,54	- 1,68	21,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,38
Consommation primaire	61,53	405,65	315,41	405,83	1 072,22	116,13	240,66	- 45,04	0,00	2 572,38
Écart statistique	- 3,69	7,29	- 2,30	1,26	0,00	0,00	0,00	1,96	0,00	4,52
Production d'électricité	13,56	0,00	13,39	55,42	1 072,22	116,13	35,78	- 527,59	0,00	778,91
Production de chaleur	1,57	0,00	3,02	21,00	0,00	0,00	31,04	0,00	- 48,46	8,17
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 1,99	0,00	0,00	1,99	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	440,89	- 437,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,25
Autres transformations, transferts	24,86	- 42,53	41,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,94
Usages internes de la branche énergie	12,69	0,00	11,54	7,53	0,00	0,00	0,66	33,33	0,00	65,75
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	3,91	0,00	0,00	0,00	35,90	6,69	46,49
Consommation nette de la branche énergie	48,99	405,65	- 370,39	87,13	1 072,22	116,13	69,46	- 456,40	- 41,77	931,03
Industrie	9,10	0,00	28,19	108,78	0,00	0,00	23,36	105,80	17,56	292,80
Transports	0,00	0,00	405,02	2,22	0,00	0,00	30,88	8,34	0,00	446,46
Résidentiel	0,24	0,00	48,45	127,85	0,00	0,00	103,15	161,50	14,49	455,69
Tertiaire	0,36	0,00	32,39	66,15	0,00	0,00	9,36	127,64	9,53	245,43
Agriculture-pêche	0,02	0,00	39,51	2,23	0,00	0,00	4,43	8,08	0,19	54,46
Consommation finale énergétique	9,71	0,00	553,56	307,23	0,00	0,00	171,19	411,36	41,77	1 494,83
Consommation finale non énergétique	2,82	0,00	132,23	11,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	146,52
Consommation finale	12,54	0,00	685,80	318,70	0,00	0,00	171,19	411,36	41,77	1 641,35

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique physique 2019

Données réelles
En TWh

	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	11,59	0,00	0,17	1 209,13	104,28	238,30	0,00	0,00	1 563,47
Importations	84,77	578,29	530,31	550,96	0,00	0,00	27,22	15,63	0,00	1 787,18
Exportations	- 0,05	- 1,60	- 202,34	- 94,84	0,00	0,00	- 10,59	- 73,30	0,00	- 382,72
Soutes maritimes internationales	0,00	0,00	- 20,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 20,01
Soutes aériennes internationales	0,00	0,00	- 72,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 72,33
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	0,37	1,26	1,15	- 19,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	- 16,88
Consommation primaire	85,09	589,54	236,78	436,62	1 209,13	104,28	254,93	- 57,67	0,00	2 858,71
Écart statistique	3,31	10,75	5,66	0,77	0,00	0,00	0,00	4,14	0,00	24,62
Production d'électricité	15,92	0,00	13,66	62,57	1 209,13	104,28	36,41	- 566,06	0,00	875,91
Production de chaleur	1,95	0,00	3,09	20,95	0,00	0,00	32,00	0,00	- 49,01	8,98
Injections de biométhane	0,00	0,00	0,00	- 1,11	0,00	0,00	1,11	0,00	0,00	0,00
Raffinage de pétrole	0,00	607,99	- 602,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,37
Autres transformations, transferts	32,75	- 29,19	28,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,66
Usages internes de la branche énergie	17,02	0,00	16,10	7,95	0,00	0,00	0,52	34,46	0,00	76,06
Pertes de transport et de distribution	0,00	0,00	0,00	4,98	0,00	0,00	0,00	38,09	5,88	48,95
Consommation nette de la branche énergie	70,95	589,54	- 536,00	96,11	1 209,13	104,28	70,05	- 489,37	- 43,13	1 071,55
Industrie	10,32	0,00	29,12	121,13	0,00	0,00	23,75	115,66	18,75	318,73
Transports	0,00	0,00	481,73	1,86	0,00	0,00	37,18	10,08	0,00	530,85
Résidentiel	0,28	0,00	55,06	129,80	0,00	0,00	110,52	159,72	14,81	470,20
Tertiaire	0,40	0,00	30,94	72,58	0,00	0,00	9,17	137,77	9,32	260,17
Agriculture-pêche	0,02	0,00	35,88	2,33	0,00	0,00	4,26	8,48	0,25	51,21
Consommation finale énergétique	11,02	0,00	632,72	327,70	0,00	0,00	184,88	431,70	43,13	1 631,16
Consommation finale non énergétique	3,12	0,00	140,06	12,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	156,00
Consommation finale	14,14	0,00	772,78	340,51	0,00	0,00	184,88	431,70	43,13	1 787,16

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilans physiques par énergie (données réelles et données CVC)

Bilan physique du charbon de 2019 à 2023

Données réelles
En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Production d'énergie primaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	84,77	59,35	72,19	70,70	52,11
Exportations	- 0,05	- 0,10	- 0,05	- 0,08	- 0,02
Variations de stocks	0,37	2,28	7,88	- 2,74	0,22
Total approvisionnement	85,09	61,53	80,03	67,87	52,31
Écart statistique	3,31	- 3,69	- 3,59	- 2,58	- 2,87
Consommation nette filière fonte	49,77	37,54	47,05	41,99	35,39
Production d'électricité	15,92	13,56	20,39	15,73	8,68
Production de chaleur	1,95	1,57	1,72	1,64	0,99
Consommation nette de la branche énergie	70,95	48,99	65,58	56,78	42,20
Industrie	10,32	9,10	10,50	7,37	6,15
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,28	0,24	0,30	0,31	0,22
Tertiaire	0,40	0,36	0,42	0,38	0,33
Agriculture-pêche	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
Consommation finale énergétique	11,02	9,71	11,24	8,08	6,73
Consommation finale non énergétique	3,12	2,82	3,21	3,01	3,39
Consommation finale	14,14	12,54	14,45	11,09	10,11

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique du charbon de 2019 à 2023

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Production d'énergie primaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations	84,77	59,35	72,19	70,70	52,11
Exportations	- 0,05	- 0,10	- 0,05	- 0,08	- 0,02
Variations de stocks	0,37	2,28	7,88	- 2,74	0,22
Total approvisionnement	85,09	61,53	80,03	67,87	52,31
Correction climatique	1,82	4,29	- 0,82	2,98	2,90
Écart statistique	3,31	- 3,69	- 3,59	- 2,58	- 2,87
Consommation nette filière fonte	49,77	37,54	47,05	41,99	35,39
Production d'électricité	17,54	17,41	19,63	18,42	11,28
Production de chaleur	2,15	2,02	1,66	1,93	1,29
Consommation nette de la branche énergie	72,77	53,28	64,75	59,76	45,10
Industrie	10,32	9,10	10,50	7,37	6,15
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	0,28	0,24	0,30	0,31	0,22
Tertiaire	0,40	0,36	0,42	0,38	0,33
Agriculture-pêche	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
Consommation finale énergétique	11,02	9,71	11,24	8,08	6,73
Consommation finale non énergétique	3,12	2,82	3,21	3,01	3,39
Consommation finale	14,14	12,54	14,45	11,09	10,11

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan physique du pétrole brut de 2019 à 2023

Données réelles

En Mtep

	2019	2020	2021	2022	2023
Production d'énergie primaire	1,00	0,84	0,89	0,84	0,85
Importations	49,72	33,94	34,75	42,06	46,54
Exportations	- 0,14	- 0,12	- 0,11	- 0,05	- 0,13
Variations de stocks	0,11	0,22	0,25	- 0,22	- 0,08
Autres charges de raffinage, retours de pétrochimie	2,51	3,66	2,26	1,19	1,60
Total approvisionnement des raffineries	53,20	38,54	38,04	43,81	48,78
Écart statistique	0,92	0,63	0,74	0,24	0,78
Transformation de pétrole brut en raffinerie	52,28	37,91	37,30	43,57	48,00
Consommation brute de la branche énergie	53,20	38,54	38,04	43,81	48,78

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2019 à 2023

Données réelles

En Mtep

	2019	2020	2021	2022	2023
Production nette des raffineries	50,43	36,64	35,99	41,61	46,14
Importations	45,60	43,67	45,83	41,31	37,98
Exportations	- 17,40	- 12,77	- 12,61	- 13,82	- 14,66
Soutes maritimes internationales	- 1,72	- 0,99	- 1,12	- 1,18	- 1,06
Soutes aériennes internationales	- 6,22	- 2,65	- 2,88	- 4,90	- 5,37
Variations de stocks	0,10	- 0,14	0,78	0,19	0,31
Transferts et retours en raffinerie	- 2,42	- 3,58	- 2,14	- 1,07	- 1,48
Total approvisionnement en produits raffinés	68,37	60,18	63,85	62,14	61,87
Écart statistique	0,49	- 0,20	- 2,01	- 1,28	0,89
Production d'électricité	1,17	1,15	1,20	1,30	1,14
Production de chaleur	0,27	0,26	0,24	0,22	0,25
Consommation nette de la branche énergie	1,93	1,21	- 0,58	0,24	2,27
Industrie	2,50	2,42	2,39	2,42	2,45
Transports	41,42	34,83	39,60	40,75	39,43
Résidentiel	4,73	4,17	4,72	3,50	3,07
Tertiaire	2,66	2,79	2,37	2,71	2,29
Agriculture-pêche	3,08	3,40	3,38	3,27	3,30
Consommation finale énergétique	54,40	47,60	52,44	52,63	50,53
Consommation finale non énergétique	12,04	11,37	11,98	9,27	9,06
Consommation finale	66,45	58,97	64,43	61,91	59,59

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique des produits pétroliers raffinés de 2019 à 2023

Données corrigées des variations climatiques

En Mtep

	2019	2020	2021	2022	2023
Production nette des raffineries	50,43	36,64	35,99	41,61	46,14
Importations	45,60	43,67	45,83	41,31	37,98
Exportations	- 17,40	- 12,77	- 12,61	- 13,82	- 14,66
Soutes maritimes internationales	- 1,72	- 0,99	- 1,12	- 1,18	- 1,06
Soutes aériennes internationales	- 6,22	- 2,65	- 2,88	- 4,90	- 5,37
Variations de stocks	0,10	- 0,14	0,78	0,19	0,31
Transferts et retours en raffinerie	- 2,42	- 3,58	- 2,14	- 1,07	- 1,48
Total approvisionnement en produits raffinés	68,37	60,18	63,85	62,14	61,87
Correction climatique	0,16	0,37	- 0,07	0,26	0,26
Écart statistique	0,49	- 0,20	- 2,01	- 1,28	0,89
Production d'électricité	1,17	1,15	1,20	1,30	1,14
Production de chaleur	0,27	0,26	0,24	0,22	0,25
Consommation nette de la branche énergie	1,93	1,21	- 0,58	0,24	2,27
Industrie	2,51	2,43	2,39	2,42	2,45
Transports	41,42	34,83	39,60	40,75	39,43
Résidentiel	4,85	4,44	4,66	3,70	3,26
Tertiaire	2,70	2,88	2,35	2,77	2,35
Agriculture-pêche	3,08	3,40	3,38	3,27	3,30
Consommation finale énergétique	54,56	47,97	52,37	52,90	50,79
Consommation finale non énergétique	12,04	11,37	11,98	9,27	9,06
Consommation finale	66,61	59,34	64,35	62,17	59,85

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2019 à 2023

Données réelles
En TWh PCS

	2019	2020	2021	2022	2023
Production de gaz naturel	0,19	0,20	0,26	0,23	0,20
Injections de biométhane	1,23	2,21	4,34	6,98	9,14
Importations	612,18	521,02	521,77	639,49	532,43
Exportations	- 105,38	- 93,91	- 62,04	- 171,30	- 155,88
Variations de stocks	- 21,85	23,61	18,25	- 39,04	1,64
Total approvisionnement en gaz naturel	486,37	453,13	482,58	436,35	387,53
Écart statistique	0,85	1,40	3,36	- 1,68	0,17
Production d'électricité	69,52	61,58	57,05	74,97	52,42
Production de chaleur	23,28	23,33	24,86	22,91	22,40
Usages internes de la branche énergie	8,84	8,37	8,25	5,64	5,52
Pertes de transport et de distribution	5,53	4,34	3,98	4,46	4,07
Consommation brute de la branche énergie	108,02	99,02	97,49	106,31	84,58
Industrie	134,59	120,87	134,22	120,33	108,84
Transports	2,07	2,46	3,46	4,06	4,65
Résidentiel	144,22	142,05	148,17	121,46	112,59
Tertiaire	80,65	73,50	83,63	70,12	63,24
Agriculture-pêche	2,59	2,48	2,60	2,14	1,97
Consommation finale énergétique	364,11	341,37	372,08	318,10	291,29
Consommation finale non énergétique	14,24	12,74	13,01	11,94	11,66
Consommation finale	378,35	354,11	385,08	330,05	302,95

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique du gaz naturel de 2019 à 2023

Données corrigées des variations climatiques
En TWh PCS

	2019	2020	2021	2022	2023
Production de gaz naturel	0,19	0,20	0,26	0,23	0,20
Injections de biométhane	1,23	2,21	4,34	6,98	9,14
Importations	612,18	521,02	521,77	639,49	532,43
Exportations	- 105,38	- 93,91	- 62,04	- 171,30	- 155,88
Variations de stocks	- 21,85	23,61	18,25	- 39,04	1,64
Total approvisionnement en gaz naturel	486,37	453,13	482,58	436,35	387,53
Correction climatique	14,41	39,02	- 8,84	32,03	31,24
Écart statistique	0,85	1,40	3,36	- 1,68	0,17
Production d'électricité	71,36	66,79	55,83	79,40	56,74
Production de chaleur	24,27	25,96	24,28	24,98	24,42
Usages internes de la branche énergie	8,84	8,37	8,25	5,64	5,52
Pertes de transport et de distribution	5,67	4,63	3,92	4,67	4,27
Consommation brute de la branche énergie	110,99	107,15	95,64	113,01	91,12
Industrie	136,48	126,00	133,06	124,51	112,93
Transports	2,07	2,46	3,46	4,06	4,65
Résidentiel	150,65	159,43	144,24	135,69	126,47
Tertiaire	83,77	81,92	81,72	77,03	69,98
Agriculture-pêche	2,59	2,48	2,60	2,14	1,97
Consommation finale énergétique	375,55	372,29	365,08	343,43	316,00
Consommation finale non énergétique	14,24	12,74	13,01	11,94	11,66
Consommation finale	389,79	385,03	378,09	355,37	327,66

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2019 à 2023

Données réelles
En TWh

	2019		2020		2021		2022		2023	
	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	104,28	238,30	116,13	229,61	112,35	253,51	103,84	250,96	129,41	256,53
Importations	0,00	27,22	0,00	20,27	0,00	26,19	0,00	28,81	0,00	30,70
Exportations	0,00	- 10,59	0,00	- 9,22	0,00	- 8,79	0,00	- 8,59	0,00	- 7,51
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	104,28	254,93	116,13	240,66	112,35	270,91	103,84	271,18	129,41	279,72
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	104,28	36,41	116,13	35,78	112,35	35,40	103,84	37,61	129,41	39,28
Production de chaleur	0,00	32,00	0,00	31,04	0,00	34,94	0,00	34,88	0,00	31,68
Injections de biométhane	0,00	1,11	0,00	1,99	0,00	3,90	0,00	6,28	0,00	8,22
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,52	0,00	0,66	0,00	0,66	0,00	0,66	0,00	0,66
Consommation brute de la branche énergie	104,28	70,05	116,13	69,46	112,35	74,90	103,84	79,43	129,41	79,84
Industrie	0,00	23,75	0,00	23,36	0,00	24,04	0,00	25,59	0,00	26,49
Transports	0,00	37,18	0,00	30,88	0,00	33,99	0,00	35,99	0,00	37,68
Résidentiel	0,00	110,52	0,00	103,15	0,00	122,69	0,00	113,98	0,00	119,40
Tertiaire	0,00	9,17	0,00	9,36	0,00	10,60	0,00	11,34	0,00	11,27
Agriculture-pêche	0,00	4,26	0,00	4,43	0,00	4,68	0,00	4,86	0,00	5,04
Consommation finale énergétique	0,00	184,88	0,00	171,19	0,00	196,01	0,00	191,75	0,00	199,88
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	184,88	0,00	171,19	0,00	196,01	0,00	191,75	0,00	199,88

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique des énergies renouvelables et des déchets de 2019 à 2023

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2019		2020		2021		2022		2023	
	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	104,28	238,30	116,13	229,61	112,35	253,51	103,84	250,96	129,41	256,53
Importations	0,00	27,22	0,00	20,27	0,00	26,19	0,00	28,81	0,00	30,70
Exportations	0,00	- 10,59	0,00	- 9,22	0,00	- 8,79	0,00	- 8,59	0,00	- 7,51
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	104,28	254,93	116,13	240,66	112,35	270,91	103,84	271,18	129,41	279,72
Correction climatique	0,00	6,12	0,00	14,93	0,00	- 2,19	0,00	14,22	0,00	13,76
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	104,28	36,41	116,13	35,78	112,35	35,40	103,84	37,61	129,41	39,28
Production de chaleur	0,00	32,30	0,00	31,72	0,00	34,83	0,00	35,56	0,00	32,31
Injections de biométhane	0,00	1,11	0,00	1,99	0,00	3,90	0,00	6,28	0,00	8,22
Usages internes de la branche énergie	0,00	0,52	0,00	0,66	0,00	0,66	0,00	0,66	0,00	0,66
Consommation brute de la branche énergie	104,28	70,34	116,13	70,14	112,35	74,79	103,84	80,11	129,41	80,47
Industrie	0,00	23,75	0,00	23,36	0,00	24,04	0,00	25,59	0,00	26,49
Transports	0,00	37,18	0,00	30,88	0,00	33,99	0,00	35,99	0,00	37,68
Résidentiel	0,00	115,95	0,00	116,41	0,00	120,76	0,00	126,61	0,00	131,66
Tertiaire	0,00	9,57	0,00	10,36	0,00	10,46	0,00	12,25	0,00	12,14
Agriculture-pêche	0,00	4,26	0,00	4,43	0,00	4,68	0,00	4,86	0,00	5,04
Consommation finale énergétique	0,00	190,71	0,00	185,45	0,00	193,94	0,00	205,29	0,00	213,01
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	190,71	0,00	185,45	0,00	193,94	0,00	205,29	0,00	213,01

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2019 à 2023

Données réelles

En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Nucléaire	379,46	335,41	360,70	279,27	320,41
Pétrole	5,58	5,28	5,40	5,99	5,83
Gaz naturel	37,02	33,25	31,42	43,15	28,15
Charbon	5,54	4,66	6,92	5,54	2,90
Autre thermique	10,42	10,45	11,13	11,24	11,46
Hydraulique	60,82	66,27	63,16	50,42	60,11
Éolien	34,72	39,86	36,89	38,20	50,48
Photovoltaïque	12,17	13,19	15,36	19,63	21,82
Autres*	1,13	1,20	1,13	1,12	1,96
Production nette d'électricité	546,85	509,58	532,12	454,56	503,12
Énergie absorbée par le pompage-turbinage**	- 6,50	- 6,32	- 6,06	- 7,71	- 6,09
Importations	15,63	19,54	24,33	52,44	25,43
Exportations	- 73,30	- 64,58	- 69,23	- 37,49	- 75,90
Total approvisionnement	482,68	458,22	481,17	461,80	446,55
Écart statistique	4,14	1,96	0,05	1,62	2,02
Branche énergie	8,75	9,00	9,09	9,96	10,34
Pertes de transport et de distribution	38,09	35,90	39,19	35,23	36,58
Total branche énergie	50,98	46,86	48,33	46,82	48,93
Industrie	115,66	105,80	112,50	107,24	101,98
Transports	10,08	8,34	9,65	11,09	12,86
Résidentiel	159,72	161,50	169,52	155,19	150,74
Tertiaire	137,77	127,64	133,52	133,57	124,88
Agriculture-pêche	8,48	8,08	7,65	7,89	7,15
Consommation finale énergétique	431,70	411,36	432,84	414,98	397,62
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	431,70	411,36	432,84	414,98	397,62

* Y compris électricité délivrée par les installations de stockage (grosses batteries).

** Et par l'alimentation des autres installations de stockage (grosses batteries).

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique de l'électricité de 2019 à 2023

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Nucléaire	379,46	335,41	360,70	279,27	320,41
Pétrole	5,58	5,28	5,40	5,99	5,83
Gaz naturel	37,02	33,25	31,42	43,15	28,15
Charbon	5,54	4,66	6,92	5,54	2,90
Autre thermique	10,42	10,45	11,13	11,24	11,46
Hydraulique	60,82	66,27	63,16	50,42	60,11
Éolien	34,72	39,86	36,89	38,20	50,48
Photovoltaïque	12,17	13,19	15,36	19,63	21,82
Autres*	1,13	1,20	1,13	1,12	1,96
Production nette d'électricité	546,85	509,58	532,12	454,56	503,12
Énergie absorbée par le pompage-turbinage**	- 6,50	- 6,32	- 6,06	- 7,71	- 6,09
Importations	15,63	19,54	24,33	52,44	25,43
Exportations	- 73,30	- 64,58	- 69,23	- 37,49	- 75,90
Total approvisionnement	482,68	458,22	481,17	461,80	446,55
Correction climatique	3,72	11,58	- 2,60	8,61	8,87
Écart statistique	4,14	1,96	0,05	1,62	2,02
Branche énergie	8,75	9,00	9,09	9,96	10,34
Pertes de transport et de distribution	38,65	37,43	38,84	36,52	37,84
Total branche énergie	51,54	48,38	47,98	48,11	50,19
Industrie	116,05	106,88	112,26	108,11	102,83
Transports	10,08	8,34	9,65	11,09	12,86
Résidentiel	162,12	167,97	168,05	160,48	155,91
Tertiaire	138,15	130,15	132,98	134,73	126,48
Agriculture-pêche	8,48	8,08	7,65	7,89	7,15
Consommation finale énergétique	434,88	421,41	430,59	422,30	405,23
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	434,88	421,41	430,59	422,30	405,23

* Y compris électricité délivrée par les installations de stockage (grosses batteries).

** Et par l'alimentation des autres installations de stockage (grosses batteries).

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2019 à 2023

Données réelles
En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Pétrole	2,53	2,76	2,52	2,40	2,30
Gaz naturel	18,11	18,52	19,51	17,68	17,19
Charbon	1,43	1,19	1,23	1,04	0,57
Autre thermique	23,55	22,67	25,98	26,00	23,24
Géothermie	1,80	1,88	1,97	1,75	1,78
Pompes à chaleur	0,36	0,37	0,46	0,68	0,76
Autres	1,24	1,08	1,47	1,39	1,70
Production de chaleur (commercialisée)	49,01	48,46	53,14	50,93	47,54
Pertes de transport et de distribution	5,88	6,69	5,10	4,84	5,73
Industrie	18,75	17,56	20,12	21,61	17,49
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	14,81	14,49	17,05	14,53	14,92
Tertiaire	9,32	9,53	10,60	9,72	9,14
Agriculture-pêche	0,25	0,19	0,27	0,23	0,25
Consommation finale énergétique	43,13	41,77	48,04	46,09	41,81
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	43,13	41,77	48,04	46,09	41,81

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan physique de la chaleur commercialisée de 2019 à 2023

Données corrigées des variations climatiques
En TWh

	2019	2020	2021	2022	2023
Pétrole	2,53	2,76	2,52	2,40	2,30
Gaz naturel	18,11	18,52	19,51	17,68	17,19
Charbon	1,43	1,19	1,23	1,04	0,57
Autre thermique	23,55	22,67	25,98	26,00	23,24
Géothermie	1,80	1,88	1,97	1,75	1,78
Pompes à chaleur	0,36	0,37	0,46	0,68	0,76
Autres	1,24	1,08	1,47	1,39	1,70
Production de chaleur (commercialisée)	49,01	48,46	53,14	50,93	47,54
Correction climatique	1,06	2,93	- 0,64	2,32	2,26
Pertes de transport et de distribution	5,99	7,05	5,04	5,05	5,94
Industrie	18,75	17,56	20,12	21,61	17,49
Transports	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidentiel	15,40	16,08	16,69	15,85	16,21
Tertiaire	9,67	10,51	10,38	10,51	9,91
Agriculture-pêche	0,25	0,19	0,27	0,23	0,25
Consommation finale énergétique	44,07	44,34	47,46	48,20	43,86
Consommation finale non énergétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation finale	44,07	44,34	47,46	48,20	43,86

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilans monétaires, toutes énergies confondues (données réelles)

Bilan énergétique monétaire 2023

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Non affecté	Total
Production primaire et marges	500	612	24 044	n.d. (*)	3 036	74 966	1 670	- 1 332	107 762
Importations	2 010	27 266	33 091	36 281	325	2 885	0	0	101 859
Exportations	- 48	- 209	- 13 242	- 10 006	- 75	- 6 847	0	0	- 30 428
Soutes maritimes internationales	0	0	- 661	0	0	0	0	0	- 661
Soutes aériennes internationales	0	0	- 4 333	0	0	0	0	0	- 4 333
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 16	- 68	223	101	0	0	0	0	241
Taxes	10	0	41 954	4 080	200	6 849	106	0	53 198
dont TVA	3	0	10 364	1 820	200	5 164	106	0	17 657
Subventions	0	0	0	- 811	0	4 307	0	0	3 495
Consommation d'autres formes d'énergie	0	1 506	29 688	0	0	4 797	2 036	1 332	38 027
Total des ressources	2 456	29 108	110 765	32 578	3 486	86 957	3 812	0	269 161
Production d'électricité	309	0	866	3 330	292	0	0	0	4 797
Production de chaleur	31	0	135	1 472	398	0	0	0	2 036
Production d'autres formes d'énergie	0	29 108	1 506	329	0	1 638	0	0	32 581
Branche énergie	340	29 108	2 507	5 132	690	1 638	0	0	39 415
Industrie	1 924	0	2 425	7 491	176	16 562	986	0	29 564
Transports	0	0	85 550	394	0	1 747	0	0	87 691
Résidentiel	9	0	5 099	12 801	2 495	35 645	1 775	0	57 824
Tertiaire	13	0	2 830	6 114	93	29 531	1 022	0	39 604
Agriculture-pêche	1	0	3 804	167	0	1 835	28	0	5 835
Consommation finale énergétique	1 947	0	99 708	26 967	2 765	85 319	3 812	0	220 517
Consommation finale non énergétique	168	0	8 402	479	0	0	0	0	9 050
Consommation finale	2 116	0	108 110	27 446	2 765	85 319	3 812	0	229 567

(*) Avertissement : le calcul de la production est complexe en 2021, 2022 et 2023 et n'a pas pu être réalisé (voir encadré 1.3).
Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique monétaire 2022

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Non affecté	Total
Production primaire et marges	312	804	26 137	n.d. (*)	2 396	44 296	1 882	- 813	61 954
Importations	3 319	31 571	43 074	58 287	300	16 149	0	0	152 700
Exportations	- 52	- 133	- 15 246	- 10 763	- 86	- 8 729	0	0	- 35 009
Soutes maritimes internationales	0	0	- 889	0	0	0	0	0	- 889
Soutes aériennes internationales	0	0	- 5 059	0	0	0	0	0	- 5 059
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 141	- 156	262	- 3 831	0	0	0	0	- 3 866
Taxes	18	0	43 587	4 173	140	8 951	102	0	56 971
dont TVA	3	0	10 648	1 649	140	4 648	102	0	17 190
Subventions	0	0	- 7 612	- 89	0	- 1 278	0	0	- 8 979
Consommation d'autres formes d'énergie	0	1 356	34 052	0	0	7 373	2 233	813	45 014
Total des ressources	3 457	33 441	118 306	33 904	2 750	66 761	4 217	0	262 837
Production d'électricité	622	0	1 117	5 396	238	0	0	0	7 373
Production de chaleur	67	0	129	1 655	383	0	0	0	2 233
Production d'autres formes d'énergie	0	33 441	1 356	405	0	1 052	0	0	36 254
Branche énergie	689	33 441	2 601	7 455	621	1 052	0	0	45 860
Industrie	2 573	0	2 577	8 455	116	11 992	1 541	0	27 256
Transports	0	0	88 180	301	0	1 246	0	0	89 728
Résidentiel	16	0	6 486	11 561	1 894	32 071	1 630	0	53 658
Tertiaire	15	0	3 860	4 809	87	19 127	1 022	0	28 919
Agriculture-pêche	1	0	4 047	145	0	1 273	25	0	5 491
Consommation finale énergétique	2 604	0	105 151	25 272	2 098	65 709	4 217	0	205 052
Consommation finale non énergétique	163	0	10 445	1 178	0	0	0	0	11 786
Consommation finale	2 767	0	115 596	26 450	2 098	65 709	4 217	0	216 838

(*) Avertissement : le calcul de la production est complexe en 2021, 2022 et 2023 et n'a pas pu être réalisé (voir encadré 1.3).

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique monétaire 2021

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Non affecté	Total
Production primaire et marges	538	460	18 728	n.d. (*)	2 417	49 863	1 768	- 553	78 249
Importations	1 482	15 738	26 554	16 353	155	3 498	0	0	63 781
Exportations	- 105	- 130	- 10 131	- 1 712	- 52	- 6 172	0	0	- 18 302
Soutes maritimes internationales	0	0	- 573	0	0	0	0	0	- 573
Soutes aériennes internationales	0	0	- 1 455	0	0	0	0	0	- 1 455
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	88	121	337	607	0	0	0	0	1 153
Taxes	16	0	39 903	4 216	133	15 838	91	0	60 198
dont TVA	2	0	8 480	1 527	133	4 738	91	0	14 972
Subventions	0	0	0	- 228	0	- 5 469	0	0	- 5 697
Consommation d'autres formes d'énergie	0	1 849	18 477	0	0	3 379	1 387	553	25 092
Total des ressources	2 019	18 039	91 840	23 712	2 653	60 938	3 246	0	202 446
Production d'électricité	390	0	644	2 167	178	0	0	0	3 379
Production de chaleur	30	0	89	954	313	0	0	0	1 387
Production d'autres formes d'énergie	0	18 039	1 849	293	0	722	0	0	20 904
Branche énergie	419	18 039	2 583	3 415	491	722	0	0	25 670
Industrie	1 483	0	1 756	4 959	83	9 271	813	0	18 364
Transports	0	0	67 821	137	0	706	0	0	68 664
Résidentiel	8	0	5 874	10 798	1 986	32 727	1 521	0	52 915
Tertiaire	9	0	2 115	3 763	80	16 401	889	0	23 258
Agriculture-pêche	0	0	2 821	107	0	1 110	22	0	4 062
Consommation finale énergétique	1 501	0	80 388	19 764	2 149	60 215	3 246	0	167 263
Consommation finale non énergétique	99	0	8 869	532	0	0	0	0	9 500
Consommation finale	1 600	0	89 257	20 296	2 149	60 215	3 246	0	176 763

(*) Avertissement : le calcul de la production est complexe en 2021, 2022 et 2023 et n'a pas pu être réalisé (voir encadré 1.3).

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique monétaire 2020

Données réelles
En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Non affecté	Total
Production primaire et marges	412	262	15 538	8 851	2 116	48 095	1 498	- 480	76 772
Importations	890	9 769	17 566	6 093	113	772	0	0	35 204
Exportations	- 23	- 61	- 7 356	- 973	- 41	- 1 941	0	0	- 10 394
Soutes maritimes internationales	0	0	- 362	0	0	0	0	0	- 362
Soutes aériennes internationales	0	0	- 826	0	0	0	0	0	- 826
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	23	58	- 42	272	0	0	0	0	311
Taxes	15	0	34 117	4 003	113	15 397	71	0	53 716
dont TVA	2	0	6 613	1 432	113	4 489	71	0	12 718
Subventions	0	0	0	- 206	0	- 8 344	0	0	- 8 550
Consommation d'autres formes d'énergie	0	2 110	12 393	0	0	1 831	777	480	17 111
Total des ressources	1 318	12 139	71 030	18 040	2 301	55 810	2 345	0	162 983
Production d'électricité	190	0	462	1 015	163	0	0	0	1 831
Production de chaleur	17	0	72	418	270	0	0	0	777
Production d'autres formes d'énergie	0	12 139	2 110	97	0	637	0	0	14 983
Branche énergie	207	12 139	2 643	1 531	433	637	0	0	17 591
Industrie	1 015	0	1 400	2 771	74	7 771	416	0	13 446
Transports	0	0	52 207	78	0	551	0	0	52 837
Résidentiel	6	0	4 585	10 365	1 714	30 459	1 183	0	48 312
Tertiaire	7	0	2 185	3 066	66	15 324	732	0	21 379
Agriculture-pêche	0	0	2 235	88	0	1 069	15	0	3 407
Consommation finale énergétique	1 028	0	62 611	16 369	1 854	55 173	2 345	0	139 381
Consommation finale non énergétique	82	0	5 775	140	0	0	0	0	5 998
Consommation finale	1 110	0	68 387	16 509	1 854	55 173	2 345	0	145 379

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan énergétique monétaire 2019

Données réelles

En M€

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Non affecté	Total
Production primaire et marges	424	513	17 598	8 376	2 062	46 266	1 502	- 396	76 742
Importations	1 667	21 289	26 015	10 418	124	732	0	0	60 245
Exportations	- 30	- 127	- 11 350	- 1 799	- 54	- 2 749	0	0	- 16 109
Soutes maritimes internationales	0	0	- 817	0	0	0	0	0	- 817
Soutes aériennes internationales	0	0	- 3 457	0	0	0	0	0	- 3 457
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 9	43	82	- 379	0	0	0	0	- 264
Taxes	20	0	40 987	4 400	111	15 560	80	0	61 158
<i>dont TVA</i>	2	0	8 932	1 588	111	4 205	80	0	14 918
Subventions	0	0	0	- 111	0	- 7 847	0	0	- 7 958
Consommation d'autres formes d'énergie	0	1 156	23 182	0	0	2 484	942	396	27 764
Total des ressources	2 071	22 874	92 239	20 905	2 243	54 446	2 525	0	197 304
Production d'électricité	261	0	616	1 439	169	0	0	0	2 484
Production de chaleur	28	0	97	524	293	0	0	0	942
Production d'autres formes d'énergie	0	22 874	1 156	146	0	557	0	0	24 733
Branche énergie	289	22 874	1 869	2 108	462	557	0	0	28 160
Industrie	1 653	0	1 737	3 748	70	8 146	487	0	15 841
Transports	0	0	70 260	75	0	534	0	0	70 869
Résidentiel	8	0	5 924	11 146	1 624	28 410	1 277	0	48 389
Tertiaire	9	0	2 555	3 504	73	15 716	744	0	22 600
Agriculture-pêche	0	0	2 593	99	0	1 083	17	0	3 794
Consommation finale énergétique	1 670	0	83 070	18 572	1 767	53 889	2 525	0	161 492
Consommation finale non énergétique	112	0	7 301	225	0	0	0	0	7 638
Consommation finale	1 782	0	90 371	18 797	1 767	53 889	2 525	0	169 130

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilans monétaires par énergie (données réelles)

Bilan monétaire du charbon de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production d'énergie primaire	0	0	0	0	0
Importations	1 667	890	1 482	3 319	2 010
Exportations	- 30	- 23	- 105	- 52	- 48
Variations de stocks	- 9	23	88	- 141	- 16
Marges de cokéfaction	424	412	538	312	500
TVA	2	2	2	3	3
TICC* et octroi de mer	18	13	14	16	6
Total ressources	2 071	1 318	2 019	3 457	2 456
Production d'électricité	261	190	390	622	309
Production de chaleur	28	17	30	67	31
Industrie (dont hauts-fourneaux)	1 653	1 015	1 483	2 573	1 924
Résidentiel	8	6	8	16	9
Tertiaire	9	7	9	15	13
Agriculture-pêche	0	0	0	1	1
Consommation finale énergétique	1 670	1 028	1 501	2 604	1 947
Consommation finale non énergétique	112	82	99	163	168
Total emplois	2 071	1 318	2 019	3 457	2 456

* Depuis 2022, la dénomination est accise sur les énergies (ou fraction perçue sur le charbon).
Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire du pétrole brut de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production d'énergie primaire	513	262	460	804	612
Importations	21 289	9 769	15 738	31 571	27 266
Exportations	- 127	- 61	- 130	- 133	- 209
Variations de stocks	43	58	121	- 156	- 68
Transferts et retours en raffinerie	1 156	2 110	1 849	1 356	1 506
Total approvisionnement des raffineries	22 874	12 139	18 039	33 441	29 108

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan monétaire des produits pétroliers raffinés de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production nette des raffineries	25 409	13 968	19 225	44 133	38 479
Importations	24 183	16 386	24 162	38 943	29 236
Exportations	- 10 654	- 6 708	- 9 296	- 14 213	- 12 667
Soutes maritimes internationales	- 817	- 362	- 573	- 889	- 661
Soutes aériennes internationales	- 3 457	- 826	- 1 455	- 5 059	- 4 333
Variations de stocks	82	- 42	337	262	223
Transferts et retours en raffinerie	- 1 156	- 2 110	- 1 849	- 1 356	- 1 506
Coût de l'approvisionnement en produits raffinés	33 591	20 307	30 552	61 821	48 771
Marges de transport et de commerce, écart statistique	13 271	11 876	15 093	12 241	12 501
Taxes	40 987	34 117	39 903	43 587	41 954
<i>dont TICPE* (+ TSC et octroi de mer pour les DROM)</i>	<i>32 019</i>	<i>27 468</i>	<i>31 411</i>	<i>32 383</i>	<i>31 578</i>
<i>dont TVA</i>	<i>8 932</i>	<i>6 613</i>	<i>8 480</i>	<i>10 648</i>	<i>10 364</i>
<i>dont Tiruet(ex TGAP, ex Tirib) et CPSSP</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>12</i>	<i>556</i>	<i>12</i>
Subventions	0	0	0	- 7 612	0
Dépense en produits raffinés	87 849	66 301	85 548	110 037	103 227
Production d'électricité	616	462	644	1 117	866
Production de chaleur	97	72	89	129	135
Consommation nette de la branche énergie	713	533	734	1 246	1 001
Industrie	1 675	1 341	1 654	2 420	2 300
Transports	67 260	49 815	63 745	81 940	80 134
Résidentiel	5 924	4 585	5 874	6 486	5 099
Tertiaire	2 525	2 156	2 092	3 823	2 766
Agriculture-pêche	2 451	2 096	2 580	3 677	3 524
Consommation finale énergétique	79 836	59 992	75 945	98 346	93 824
Consommation finale non énergétique	7 301	5 775	8 869	10 445	8 402
Consommation finale	87 137	65 767	84 814	108 792	102 226

* Depuis 2022, la dénomination est accise sur les énergies (ou fraction perçue).

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire des biocarburants de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production	2 098	2 088	2 886	3 815	2 752
Importations	1 832	1 179	2 392	4 131	3 855
Exportations	- 696	- 648	- 835	- 1 033	- 575
Total approvisionnement en biocarburants	3 234	2 619	4 443	6 913	6 031
Industrie	62	59	101	157	125
Transports	3 000	2 393	4 077	6 240	5 416
<i>dont transport routier (biodiesel et bioessence)</i>	<i>2 989</i>	<i>2 384</i>	<i>4 060</i>	<i>6 208</i>	<i>5 392</i>
Résidentiel	0	0	0	0	0
Tertiaire	30	29	23	37	64
Agriculture-pêche	142	139	242	370	279
Consommation finale	3 234	2 619	4 443	6 804	5 884

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan monétaire du gaz naturel de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production de gaz naturel	3	2	8	21	14
Injections de biométhane	127	228	448	763	1 163
Importations	10 418	6 093	16 353	58 287	36 281
Exportations	- 1 799	- 973	- 1 712	- 10 763	- 10 006
Variations de stocks	- 379	272	607	- 3 831	101
Utilisation des infrastructures (hors pertes)	6 325	6 241	6 197	6 062	6 395
Marges de commerce et écart statistique	1 921	2 380	n.d. (*)	n.d. (*)	n.d. (*)
Taxes	4 400	4 003	4 216	4 173	4 080
Subventions	- 111	- 206	- 228	- 89	- 811
Total ressources	20 905	18 040	23 712	33 904	32 578
Production d'électricité	1 439	1 015	2 167	5 396	3 330
Production de chaleur	524	418	954	1 655	1 472
Branche énergie hors transformation	146	97	293	405	329
Branche énergie	2 108	1 531	3 415	7 455	5 132
Industrie	3 748	2 771	4 959	8 455	7 491
Résidentiel	11 146	10 365	10 798	11 561	12 801
Tertiaire et transports	3 578	3 145	3 900	5 110	6 508
Agriculture-pêche	99	88	107	145	167
Consommation finale énergétique	18 572	16 369	19 764	25 272	26 967
Consommation finale non énergétique	225	140	532	1 178	479
Consommation finale	18 797	16 509	20 296	26 450	27 446

(*) Avertissement : le calcul de la marge est complexe en 2021, 2022 et 2023 et n'a pas pu être réalisé (voir encadré 1.3).

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire du bois-énergie de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production et marges	2 062	2 116	2 417	2 396	3 036
Importations	124	113	155	300	325
Exportations	- 54	- 41	- 52	- 86	- 75
Taxes (TVA)	111	113	133	140	200
Subventions	0	0	0	0	0
Total ressources	2 243	2 301	2 653	2 750	3 486
Production d'électricité	169	163	178	238	292
Production de chaleur	293	270	313	383	398
Industrie	70	74	83	116	176
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 624	1 714	1 986	1 894	2 495
Tertiaire	73	66	80	87	93
Agriculture-pêche	0	0	0	0	0
Consommation finale totale	1 767	1 854	2 149	2 098	2 765

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

annexes

Bilan monétaire de l'électricité de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production et marges	35 690	36 801	39 560	39 179	68 795
Importations	732	772	3 498	16 149	2 885
Exportations	- 2 749	- 1 941	- 6 172	- 8 729	- 6 847
Utilisation du réseau (hors pertes)	13 061	13 125	13 682	12 490	10 967
Taxes	15 560	15 397	15 838	8 951	6 849
Subventions	- 7 847	- 8 344	- 5 469	- 1 278	4 307
Total ressources	54 446	55 810	60 938	66 761	86 957
Branche énergie (hors électricité)	557	637	722	1 052	1 638
Industrie	8 146	7 771	9 271	11 992	16 562
Transports	534	551	706	1 246	1 747
Résidentiel	28 410	30 459	32 727	32 071	35 645
Tertiaire	15 716	15 324	16 401	19 127	29 531
Agriculture-pêche	1 083	1 069	1 110	1 273	1 835
Consommation finale énergétique	53 889	55 173	60 215	65 709	85 319

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

Bilan monétaire de la chaleur commercialisée de 2019 à 2023

Données réelles
En M€

	2019	2020	2021	2022	2023
Production et marges	2 445	2 275	3 154	4 115	3 706
Taxes (TVA)	80	71	91	102	106
Total ressources	2 525	2 345	3 246	4 217	3 812
Industrie	487	416	813	1 541	986
Transports	0	0	0	0	0
Résidentiel	1 277	1 183	1 521	1 630	1 775
Tertiaire	744	732	889	1 022	1 022
Agriculture-pêche	17	15	22	25	28
Consommation finale énergétique	2 525	2 345	3 246	4 217	3 812

Source : SDES, bilan annuel de l'énergie

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. Une méthodologie détaillée d'élaboration du bilan est publiée sur le site internet du SDES. En sont rappelés ici les principaux éléments.

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 sources 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.

Les formes d'énergie suivantes sont distinguées : charbon, pétrole brut, produits raffinés, gaz naturel, énergies renouvelables et déchets, chaleur nucléaire, électricité, chaleur commercialisée. Des informations peuvent en outre être données à un niveau de détail plus fin pour des sous-catégories du charbon, des produits pétroliers ou des énergies renouvelables.

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. Par ailleurs, la chaleur extraite de l'environnement par les pompes à chaleur est prise en compte

ici, comme c'est le cas également dans les bilans élaborés par Eurostat mais pas dans ceux réalisés par l'AIE.

Le périmètre géographique couvre, à partir de l'année 2011, la France métropolitaine et les cinq DROM. Les données relatives aux années antérieures sont limitées à la France métropolitaine.

Les données relatives à des agrégats de différentes formes d'énergie sont désormais exprimées en térawattheures (TWh) et non plus en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), comme c'était le cas des éditions précédentes. L'unité est également le TWh pour les données relatives à l'électricité, aux énergies renouvelables, aux déchets, à la chaleur et au charbon. Les données relatives au pétrole (brut et raffiné) restent en revanche exprimées en Mtep et celles relatives au gaz naturel en TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur), alors que les quantités des autres combustibles et des agrégats sont exprimées en pouvoir calorifique inférieur.

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'œuvre 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 du Code de l'énergie (art. L.142-1). 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 de 2015 (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.

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.

Dans le contexte exceptionnel de l'année 2022, marquée par la crise énergétique liée au contexte géopolitique, il n'a pas été possible de calculer les marges dans le compte monétaire du gaz.

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 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), et chaleur issue de la réaction nucléaire. Par convention, l'énergie primaire d'origine hydraulique, éolienne, marémotrice et solaire photovoltaïque est comptabilisée à hauteur de la production d'électricité correspondante. La chaleur issue de la réaction nucléaire est mesurée à travers un rendement de la production électrique nucléaire de 0,33. 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).

Intensité énergétique finale : consommation énergétique finale rapportée à un indicateur d'activité.

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

annexes

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), mégawattheures (MWh) et tonnes équivalent pétrole (tep). Ces coefficients sont systématiquement utilisés dans les publications officielles françaises.

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

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

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

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 bilan.

L'indicateur de climat usuellement utilisé pour corriger des besoins de chauffage est le nombre de degrés-jours unifiés (DJU). Il est fondé sur la comparaison, pour chaque jour de l'année, de la température observée avec un seuil, fixé à 15 °C. La température prise en compte est la moyenne des extrema des températures sur une journée :

$$T = (T_{\min} + T_{\max}) / 2$$

Le nombre de degrés-jours de cette journée est égal à $15 - T$ si $T < 15$ °C, à 0 sinon. La somme des degrés-jours de tous les jours de la saison de chauffe, période de l'année qui va de janvier à mai et d'octobre à décembre inclus, donne ensuite le nombre annuel de DJU. En pratique, ce calcul est réalisé pour 539 stations météorologiques. Les résultats de chaque station sont pondérés par la population des communes les plus proches de chaque station.

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 1 523 degrés-jours sur la période de référence, couvrant les années 1991 à 2020. La série des DJU est présentée dans la partie 4 du bilan. Pour chaque secteur et chaque forme d'énergie, l'écart entre la consommation CVC et la consommation réelle ($C_{réelle}$) 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 repose sur des estimations économétriques. La méthode et le jeu de coefficients complet sont présentés dans la méthodologie détaillée jointe au bilan de l'énergie sur le site internet du SDES. Toutes énergies confondues, un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de référence (soit de 153 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle finale (resp. primaire) de 31,6 TWh (resp. 33,5 TWh) en 2023.

En outre, la thermosensibilité de la consommation d'électricité du secteur tertiaire pour la climatisation est prise en compte à partir de l'année d'observation 2011. La méthode est analogue à celle employée pour les besoins de chauffage, en définissant des degrés-jours unifiés de climatisation (DJU_c) à partir d'une température de référence de 21 °C (*voir méthodologie du bilan de l'énergie*). Un écart de 10 % par rapport au nombre de degrés-jours de climatisation de référence (soit de 11 degrés-jours) entraînerait une variation de la consommation annuelle d'électricité du secteur tertiaire de 0,13 TWh en 2023.

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

Les consommations énergétiques totales par produit sont désormais calées de manière uniforme sur les données de ventes de produits pétroliers fournies par le CPDP, induisant une révision globale des séries depuis 2011. De plus, la méthode de partage du fioul domestique entre résidentiel et tertiaire a été modifiée : dorénavant, la consommation du secteur résidentiel pour la métropole est alignée avec les données du Ceren ; la consommation du tertiaire apparaît comme un solde.

Gaz naturel

La ventilation des origines de gaz a été revue, en éliminant les achats de gaz gazeux sur les marchés déclarés par les

fournisseurs et en étendant la couverture de l'enquête sur les approvisionnements aux importateurs de gaz qui ne sont pas des fournisseurs (intermédiaires). La part des origines inconnues dans l'approvisionnement en gaz gazeux est révisée à la baisse depuis 2014 ; les importations en provenance de Norvège notamment sont à l'inverse révisées à la hausse.

Énergies renouvelables et déchets

La production de chaleur et la consommation primaire de biomasse sont révisées à la hausse en tenant compte d'une installation dans l'imprimerie qui produit de la chaleur à partir de biomasse (résidus de papeterie).

Électricité

La série de consommation des véhicules routiers électriques depuis 2011 a été révisée. On considérait jusqu'alors que la recharge des véhicules était réalisée uniquement dans le secteur tertiaire. Elle est maintenant répartie entre le secteur résidentiel (recharge à domicile) et certains secteurs du tertiaire (bornes de recharge dans les stations-essence, les parkings de commerce, sur la voie publique ou encore dans les entreprises).

annexes

ANNEXE 6 : RÉVISION DES PRINCIPAUX AGRÉGATS DE L'ANNÉE 2023 PAR RAPPORT AU BILAN DE L'ÉNERGIE PROVISOIRE

Sont présentés ci-dessous les écarts relatifs entre les résultats définitifs figurant dans cette publication et ceux de la version

provisoire du bilan de l'énergie publiée en mai 2024 pour tous les agrégats non nuls du tableau de synthèse du bilan physique. Ainsi, les estimations définitives de la production primaire et de la consommation finale d'énergie en 2023 sont respectivement 0,3 % et 0,4 % supérieures à leurs estimations provisoires de mai 2024.

En %

	Charbon	Pétrole brut	Produits pétroliers raffinés	Gaz naturel	Nucléaire	EnR électriques	EnR thermiques et déchets	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
Production d'énergie primaire		1,9		0,0	0,0	- 2,0	1,3			0,1
Importations	0,0	0,0	- 0,1	0,0			0,0	- 0,1		0,0
Exportations	- 94,5	0,0	0,0	0,0			0,0	0,1		- 0,1
Soutes maritimes internationales			4,4							4,4
Soutes aériennes internationales			- 1,6							- 1,6
Variations de stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 9,7	0,0	30,4	0,0						22,9
Consommation primaire	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	- 2,0	1,2	0,3		0,1
Production d'électricité	7,6		- 5,8	2,3	0,0	- 2,0	4,5	- 0,4		0,3
Production de chaleur	- 12,7		24,8	11,4			- 14,7		- 9,3	30,4
Injections de biométhane				0,0			0,0			
Raffinage de pétrole		0,0	0,0							0,0
Autres transformations, transferts	5,3	- 1,0	- 8,4							- 0,9
Usages internes de la branche énergie	- 5,8		- 5,8	6,4			467,3	0,3		- 1,2
Pertes de transport et de distribution				- 0,1				2,3	19,1	3,9
Consommation nette de la branche énergie	0,4	0,0	0,5	9,3	0,0	- 2,0	- 3,9	- 1,2	- 12,2	1,0
Industrie	- 8,9		5,7	- 1,9			29,6	- 1,1	- 20,0	- 0,2
Transports			1,4	12,9			- 0,1	22,0		1,8
Résidentiel	- 2,2		0,9	- 2,2			1,9	- 0,4	- 4,5	- 0,3
Tertiaire	- 2,5		10,9	- 4,0			- 13,6	- 4,1	- 7,3	- 3,2
Agriculture-pêche	- 2,4		1,7	- 9,4			1,2	- 6,4	- 7,2	0,0
Consommation finale énergétique	- 8,4		2,0	- 2,3			3,3	- 1,3	- 12,2	0,0
Consommation finale non énergétique	30,5		- 6,8	4,8						- 5,1
Consommation finale	1,8		0,5	- 2,1			3,3	- 1,3	- 12,2	- 0,4

Sigles et abréviations

SIGLES

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
CART	contrat d'accès au réseau de transport
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
DGDDI	Direction générale des douanes et des droits indirects
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DJU	degrés-jours unifiés
DROM	Départements et régions d'outre-mer
EACEI	enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie
EAPE	enquête annuelle sur la production d'électricité
EAPH	enquête annuelle sur la production d'hydrogène
EARCF	enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid
EDF	Électricité de France
ELD	entreprises locales de distribution
EMAG	esters méthyliques d'acides gras
EnR	énergie renouvelable
ENTSOG	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
ETBE	éther éthylique tertio-butyle
FAB	franco à bord
Fedene	Fédération des services énergie environnement
FFA	Fédération française de l'acier
FOD	fioul domestique
FSRU	<i>floating storage regasification unit</i> ou unité flottante de stockage et de regazéification
GNL	gaz naturel liquéfié
GNV	gaz naturel pour véhicules

annexes

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
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
lfpen	Institut français du pétrole et énergies nouvelles
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
ISBLSM	institution sans but lucratif au service des ménages
ISDND	installations de stockage de déchets non dangereux
NAF	nomenclature d'activités française
NBP	<i>National Balancing Point</i>
OA	obligation d'achat
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONRE	Observatoire national de la rénovation énergétique
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
Step	stations de transfert d'énergie par pompage
STEP	stations d'épuration des eaux usées
TBTS	très basse teneur en soufre
TCCFE	taxe communale sur la consommation finale d'électricité
TDCFE	taxe départementale sur la consommation finale d'électricité
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
Tiruert	taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport
TLCFE	taxes locales sur la consommation finale d'électricité
TRS	<i>Trading Region South</i>
TRV	tarifs réglementés de vente
TSC	taxe spéciale de consommation
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
Turpe	tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UIOM	unité d'incinération des ordures ménagères
UTCATF	utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie
ZNI	zones non interconnectées au réseau d'électricité métropolitain continental

ABRÉVIATIONS

n.d.	non disponible
Md€	milliard d'euros
M€	million d'euros
Mt	million de tonnes
Mtep	million de tonnes équivalent pétrole
SP95-E10	sans plomb 95 - éthanol 10 %
GW	gigawatt
TWh	térawattheure

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 des données et 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.

Des données et études sur la performance énergétique et la rénovation énergétique du parc de logements sont par ailleurs disponibles sur le site de l'Observatoire national de la rénovation énergétique (ONRE) : www.ecologie.gouv.fr/observatoire-national-renovation-energetique.

Publications annuelles

- *Bilan énergétique de la France en 2023 – Données provisoires*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en mai 2024 ;
- *Bilan énergétique de la France en 2023 – Synthèse*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en janvier 2025 ;
- *L'activité de la pétrochimie en France en 2023*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en juillet 2024 ;
- *Les prix des produits pétroliers en 2023 : les prix baissent mais restent à un niveau élevé*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en juillet 2024 ;
- *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2023*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en juillet 2024 ;
- *Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2023*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en juillet 2024 ;

- *Les investissements publics dans la R&D en énergie en 2023*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en février 2025 ;
- *Les facteurs d'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie en France de 1990 à 2020*, Datalab, dernière édition relative aux données 2020 parue en septembre 2022 ;
- *Les énergies renouvelables en France en 2023 – Suivi de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables – Données définitives*, Datalab Essentiel, dernière édition relative aux données 2023 parue en mars 2025 ;
- *Chiffres clés de l'énergie – Édition 2024*, Datalab, dernière édition parue en septembre 2024 ;
- *Chiffres clés des énergies renouvelables – Édition 2024*, Datalab, dernière édition parue en août 2024 ;
- *Chiffres clés du climat – France, Europe et Monde – Édition 2024*, Datalab, dernière édition parue en novembre 2024.
- *L'hydrogène pur : première évaluation des ressources et des usages en France en 2023*, article web, décembre 2024.

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.

Table des matières



table des matières

Avant-propos	4
Synthèse et données clés	5
PARTIE 1 : LES PRIX DE L'ÉNERGIE	11
1.1 Les prix de l'énergie moyens payés par les consommateurs finaux continuent leur progression en 2023	12
1.1.1 Prix finaux de l'énergie à usage énergétique	12
1.1.2 Prix de l'énergie payés par les ménages	12
1.2 Les prix des produits pétroliers diminuent	14
1.2.1 Prix du pétrole brut	14
1.2.2 Prix des produits pétroliers raffinés	15
1.2.3 Prix à la consommation	16
1.3 Le prix de gros du gaz naturel se replie en 2023 après avoir atteint un niveau inédit en 2022	18
1.3.1 Prix de gros du gaz naturel	18
1.3.2 Prix à la consommation du gaz naturel	20
1.4 Les prix du charbon à l'importation et à la consommation baissent sensiblement mais restent élevés	24
1.4.1 Prix de gros du charbon	24
1.4.2 Prix du charbon pour les consommateurs	25
1.5 Le prix du bois reste élevé en 2023	26
1.5.1 Prix des importations et exportations	26
1.5.2 Prix pour le résidentiel	26
1.5.3 Prix pour les professionnels	27
1.6 Nette baisse du prix du biodiesel en 2023	29
1.7 Malgré la baisse observée sur les marchés de gros, les prix de l'électricité aux consommateurs finaux progressent encore en 2023	33
1.7.1 Prix de gros de l'électricité	33
1.7.2 Prix à la consommation de l'électricité	35
1.8. Le prix de la chaleur baisse dans l'industrie mais augmente dans les autres secteurs	38
PARTIE 2 : L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE	39
2.1 Le taux d'indépendance énergétique augmente en raison du rebond de la production primaire	40
2.2 La production primaire rebondit en 2023	45
2.2.1 Combustibles fossiles	45
2.2.2 Nucléaire	46
2.2.3 Énergies renouvelables et valorisation des déchets	47
2.3 La facture énergétique de la France est divisée par deux	51
2.3.1 Pétrole brut et raffiné	51
2.3.2 Gaz naturel	54
2.3.3 Charbon	57
2.3.4 Bois-énergie	59
2.3.5 Biocarburants	60
2.3.6 Électricité	61
PARTIE 3 : TRANSFORMATION, TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉNERGIE	63
3.1 L'activité du raffinage continue sa progression en 2023	64
3.2 Baisse modérée du coût d'acheminement du gaz	66
3.2.1 Injections de biométhane	66
3.2.2 Transport, distribution et stockage de gaz naturel	68
3.3 La transformation de charbon : chute de l'activité de la filière fonte	69
3.4 Hausse prononcée de la production d'électricité, tirée par le nucléaire et l'hydraulique	70
3.4.1 Production nette d'électricité	70
3.4.2 Transport et distribution d'électricité	76
3.5 Production de chaleur commercialisée : stabilité des quantités produites en raison de conditions climatiques analogues à 2022	77
3.5.1 Réseaux de chaleur	77
3.5.2 Chaleur cogénérée vendue hors des réseaux de chaleur	79
Focus sur l'hydrogène, vecteur prochainement retracé dans le bilan énergétique	80

table des matières

PARTIE 4 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR FORME D'ÉNERGIE	83
4.1 La consommation finale diminue mais la dépense se maintient à un niveau élevé dans un contexte de hausse des prix de l'énergie	84
4.2 Produits pétroliers et biocarburants : recul de la consommation et de la dépense	88
4.2.1 Consommation et dépense totales	88
4.2.2 Production d'électricité et de chaleur	90
4.2.3 Consommation finale à usage énergétique	90
4.2.4 Consommation finale à usage non énergétique	91
4.2.5 Consommation et dépense par produit	91
4.3 Gaz naturel : baisse générale de la consommation et diminutions ponctuelles des dépenses	93
4.3.1 Consommation et dépense totales	93
4.3.2 Branche énergie	94
4.3.3 Consommation finale à usage énergétique	95
4.3.4 Consommation finale à usage non énergétique	96
4.4 La consommation de charbon est historiquement faible et la dépense associée chute nettement	97
4.5 La consommation d'énergies renouvelables et de déchets augmente en 2023	100
4.5.1 Consommation totale	100
4.5.2 Bois-énergie	101
4.5.3 Biocarburants	102
4.6 Électricité : la consommation recule, la dépense est en hausse	103
4.6.1 Consommation et dépense totales	103
4.6.2 Consommation et dépense de la branche énergie	104
4.6.3 Consommation finale et dépense associée	104
4.7 La consommation de chaleur commercialisée diminue nettement	106
 PARTIE 5 : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SECTEUR OU USAGE	 109
5.1 Dépense quasi stable malgré une baisse de la consommation finale d'énergie et de fortes disparités entre les secteurs	110
5.2 Légère diminution de la facture énergétique des ménages et baisse de la consommation	112
5.3 Résidentiel : baisse de la consommation et augmentation de la dépense	115
5.4 Tertiaire : consommation d'énergie en baisse et augmentation des dépenses en électricité	118
5.5 Transports : une baisse de la consommation qui marque la fin de la reprise après la crise sanitaire	120
5.5.1 Consommation par usage et par mode	120
5.5.2 Consommation par énergie	121
5.5.3 Consommation, dépenses et taxes	122
5.6 Industrie : baisse de la consommation énergétique et hausse de la dépense en électricité	123
5.6.1 Consommation finale par énergie et dépense associée	123
5.6.2 Consommation finale par secteur	125
5.6.3 Décomposition sectorielle de la consommation énergétique	126
5.7 Agriculture-pêche : consommation et dépense quasi stables	127
 PARTIE 6 : INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE FINALE ET ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DUES À LA COMBUSTION D'ÉNERGIE	 129
6.1 Intensité énergétique finale : poursuite de la baisse	130
6.2 La baisse de la consommation d'énergie et l'évolution du bouquet énergétique favorisent une baisse des émissions de gaz à effet de serre	132
 ANNEXES	 137
Bilans énergétiques de la France	138
Annexes méthodologiques	164
Sigles et abréviations	171
Pour en savoir plus	174



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 : avril 2025
ISSN : 2555-7580 (imprimé)
2557-8138 (en ligne)

Directrice de publication : Béatrice Sédillot
Coordination éditoriale : Amélie Glorieux-Freminet
Infographie : Bertrand Gaillet
Cartographie : Antea
Maquettage et réalisation : Agence Efil, Tours



En 2023, la production d'énergie primaire française progresse de 13,0 %, portée par la reprise de la production nucléaire. La production primaire d'énergies renouvelables électriques progresse fortement elle aussi du fait de conditions météorologiques, en particulier pluviométriques, nettement plus favorables qu'en 2022 et du développement des capacités éoliennes et photovoltaïques. La consommation primaire réelle progresse faiblement (+ 1,6 %). Le taux d'indépendance énergétique, ratio de la consommation et de la production primaires, s'accroît de 5,6 points, pour s'établir à 56,3 %. Le déficit des échanges physiques d'énergie diminue de 12 %. La France redevient exportatrice nette d'électricité. Corrigée du climat, la consommation finale à usage énergétique diminue de 4,0 %. Elle décroît dans tous les secteurs, en particulier dans le tertiaire (- 7,8 %) et l'industrie (- 6,5 %), notamment sous l'effet des prix élevés. En effet, malgré la détente observée sur les marchés de gros, les prix pour les consommateurs finaux continuent à croître. Tous secteurs confondus, les prix de l'énergie pour un usage énergétique progressent de 12,5 % sur un an. La hausse est particulièrement forte dans le tertiaire (+ 49,2 % sur un an) et dans l'industrie (+ 19,5 %). Au total, les ménages, entreprises et administrations ont dépensé 230 Md€ en 2023 pour satisfaire leurs besoins en énergie. Cette dépense est stable par rapport à 2022 et se maintient donc à un niveau élevé malgré la baisse de consommation. La facture moyenne d'énergie des ménages s'élève à 3 678 € en 2023, soit une hausse de 6,6 % portée par la dépense en énergie du logement.

Bilan énergétique de la France pour 2023

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