

partie 3

Transformation, transport et distribution d'énergie en France

— Les pertes liées à la transformation, au transport et à la distribution d'énergie augmentent de 5,5 % en 2021 et s'élèvent à 985 TWh. Elles restent très inférieures à leur niveau de 2019 (- 8,7 %). Cette augmentation s'explique principalement par la hausse de la production d'électricité des centrales nucléaires, à travers les pertes de chaleur induites. La consommation des combustibles pour la production d'électricité et de chaleur progresse, à l'exception notable de celle en gaz naturel. La hausse des pertes liées à la distribution et au transport (+ 2,7 %) contribue également à l'augmentation de la consommation nette de la branche énergie. L'activité des raffineries est atone en 2021 alors que celle de la filière fonte repart à la hausse. Les achats en énergie de la branche énergie, qui s'élèvent à 26,0 Md€ en 2021, rebondissent, sans revenir à leur niveau de 2019 (28,2 Md€). Ils sont composés à 70 % de pétrole brut utilisé dans les raffineries.



3.1 Avec la hausse des prix, la valeur de la production des raffineries de pétrole rebondit

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 2021, la production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 36,0 Mtep (418,5 TWh), pour une consommation de matière première de 36,6 Mtep (figure 3.1.1). Malgré la reprise économique, elle continue de décliner en 2021 : - 1,8 %, après une chute de plus d'un quart en 2020 en raison de la baisse inédite de la demande due à la crise sanitaire (cf. 4.2). En 2021, deux installations ont été arrêtées durant plus de

la moitié de l'année. Par ailleurs, celle de Grandpuits (Seine-et-Marne) a été définitivement fermée au premier trimestre, afin d'être reconvertie en une plateforme sans pétrole, avec une unité de production de biocarburants, une unité de bioplastiques et une unité de recyclage chimique des plastiques.

Les raffineurs ont dépensé 18,1 Md€ en pétrole brut et autres charges de raffinage pour fournir des produits finis valorisés à 19,2 Md€. En euros constants 2021, la valeur de cette production augmente de 35,8 % par rapport à 2020 en raison du rebond des prix (cf. 1.2). Elle reste cependant très inférieure à celle de 2019 (- 27,3 %), la production n'étant pas revenue à son niveau d'il y a deux ans. En 2021, les raffineries ont dégagé un excédent de 1,1 Md€, soit 30 € pour chaque tonne équivalent pétrole de produit à distiller utilisé, contre 48 €₂₀₂₁ l'année précédente. Depuis plusieurs années, le raffinage en Europe doit faire face à une baisse de la demande intérieure, à des normes environnementales élevées et à une concurrence internationale intense. Ce contexte entraîne une décroissance tendancielle de la marge de raffinage du secteur.

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

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En Mtep	En M€ ₂₀₂₁	En Mtep	En M€ ₂₀₂₁	En Mtep	En M€ ₂₀₂₁	En Mtep	En M€ ₂₀₂₁	En Mtep	En M€ ₂₀₂₁
Consommation de pétrole brut et autres charges de raffinage	61,1	23 105	57,3	26 878	52,3	23 268	37,9	12 329	37,3	18 110
Production nette des raffineries	58,8	27 516	55,2	30 290	50,4	26 441	36,6	14 154	36,0	19 226
Solde	-	4 411	-	3 412	-	3 172	-	1 824	-	1 116

Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries. Le rapport entre le solde calculé ici et la consommation peut présenter des écarts avec la marge de raffinage calculée et diffusée par la DGEC, car cette dernière s'appuie non sur des données réelles mais sur un modèle théorique de raffinerie en prenant en compte en outre un ensemble plus vaste de charges (dépenses de gaz naturel notamment).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Les raffineries françaises produisent 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. Cette catégorie représente 37 % du total de la production en 2021. Les supercarburants comptent pour 21 % de la production, les produits non énergétiques pour 16 % et le fioul lourd pour 11 % (figure 3.1.2). Le fioul domestique et les autres gazoles

représentent 5 % du total de la production nationale de produits raffinés, le kérosène 3 %, le GPL 3 % et l'ensemble des autres produits 3 %. Cette répartition est relativement stable ces dernières années. Néanmoins, en 2021, la part du gazole augmente par rapport à celle de 2019 (+ 4 points), au détriment de celle du fioul domestique et des autres gazoles (- 4 points) et du jet kérosène (- 5 points), dont la demande a été très réduite du fait de la chute du transport aérien en 2020 et n'a repris que progressivement en 2021.

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

Figure 3.1.2 : production nette de produits finis des raffineries

En Mtep

	2017	2018	2019	2020	2021
Production nette des raffineries	58,8	55,2	50,4	36,6	36,0
Gazole	20,6	18,1	16,4	13,1	13,5
Supercarburants*	11,9	10,9	9,8	8,0	7,7
Produits non énergétiques**	8,2	8,1	6,9	5,4	5,7
Fioul lourd	6,0	5,5	5,9	3,9	3,9
Fioul domestique et autres gazoles	4,6	5,3	4,7	2,6	2,0
Jet kérosène	4,4	4,3	4,0	1,5	1,1
GPL	1,8	1,5	1,5	1,0	1,1
Autres***	1,3	1,2	1,3	1,2	1,0

* Y compris essence aviation.

** Naphta, bitumes, lubrifiants.

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

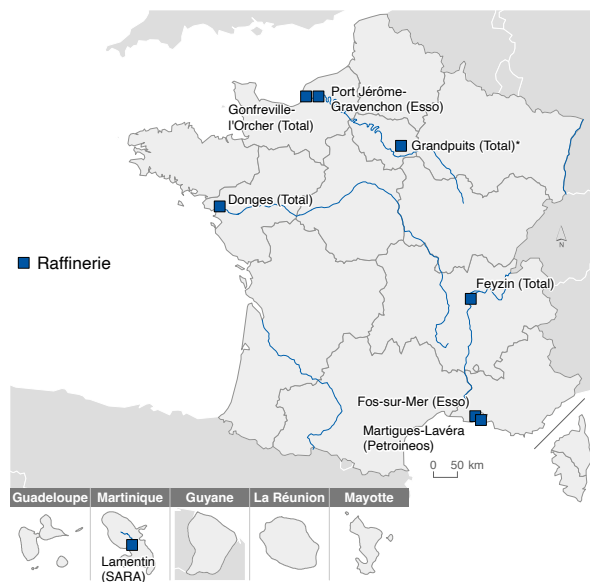
Note : la production est nette de l'autoconsommation des raffineries. À partir de 2018, la quantité correspondant à du gazole pêche est incluse dans le poste du fioul domestique et autres gazoles, comme l'est celle du diesel marine léger (DML), et non plus dans celui du gazole. Celle de gazole non routier, utilisé dans l'agriculture et la construction notamment, est regroupée avec celle du 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 au début de l'année

2021, il ne restait en France fin 2021 que sept raffineries de pétrole brut (figure 3.1.3).

Figure 3.1.3 : raffineries de pétrole brut en 2021



* Cette installation n'exerce plus d'activité de raffinage de pétrole depuis le début de l'année 2021.

Source : DGEC

3.2 Hausse 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, doublant en moyenne chaque année. En 2021, 4 338 GWh ont ainsi été injectés dans les réseaux, soit près du double de l'année précédente, pour un coût de 448 M€

et un surcoût, par rapport à l'achat de gaz naturel, de 228 M€. Ce surcoût supporté par les opérateurs (sous la forme d'une obligation d'achat) est compensé par l'État au titre des charges de service public de l'énergie. En fin d'année 2021, 365 installations d'une capacité d'injection de 6,5 TWh/an sont raccordées aux réseaux de gaz naturel, tandis que 940 projets supplémentaires, représentant une capacité de 19,0 TWh/an, sont en cours de développement.

Figure 3.2.1.1 : injections de biométhane

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁
Injections de biométhane	0,4	43,0	0,7	77,0	1,2	132,8	2,2	230,8	4,3	447,7
dont subvention	-	35,3	-	59,5	-	115,8	-	209,1	-	228,1

* 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 6,4 Md€ en 2021, en hausse de 0,2 % en euros constants par rapport à 2020 (*figure 3.2.2.1*). La rémunération correspond au coût des infrastructures gazières, répercuté sur le consommateur final, d'une part via les tarifs d'accès des tiers aux réseaux (de transport : ATRT, et de distribution : ATRD) et aux terminaux régulés (terminaux méthaniers, ATTM), fixés par la Commission de régulation de l'énergie, et d'autre part via les tarifs liés aux sites de stockage, déterminés lors d'enchères dans des conditions définies par la CRE depuis la réforme de l'accès des tiers aux stockages de gaz naturel du 1^{er} janvier 2018. Cette rémunération exclut donc les prestations facturées entre les différents gestionnaires d'infrastructures ainsi que les recettes liées au transport du gaz transitant par le territoire national.

En revanche, elle comprend la valeur des pertes physiques de gaz sur les réseaux. Ces pertes s'élèvent à 4,0 TWh en 2021, en baisse de 8,4 % par rapport à 2020 du fait d'une diminution des livraisons sur le réseau de transport, représentant une charge de 181 M€ pour les gestionnaires (*figure 3.2.2.2*). Cette charge augmente nettement en raison de la très forte élévation des prix du gaz en 2021. Les gestionnaires ont ainsi perçu une rémunération, nette de la valeur de ces pertes, d'environ 6,2 Md€ en 2021, en baisse de 2,0 % en euros constants par rapport à 2020, pour financer le développement, la maintenance et l'exploitation des infrastructures gazières ainsi que les missions associées (*figure 3.2.2.3*). Cette rémunération a crû de 0,7 % en moyenne annuelle en euros constants depuis 2011. Le réseau de transport et ceux de distribution représentent respectivement 28 % et 55 % de ces coûts d'infrastructures en 2021, contre 10 % pour les sites de stockage souterrain et 7 % pour les terminaux méthaniers.

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

Figure 3.2.2.1 : rémunération des gestionnaires d'infrastructures gazières

En M€₂₀₂₁

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Réseau de transport	1 588	1 640	1 734	1 869	1 856	1 937	1 914	1 899	1 887	1 885	1 830
<i>dont pertes</i>	78	59	107	80	76	48	61	71	43	20	66
Réseaux de distribution	3 048	3 171	3 534	3 280	3 440	3 672	3 606	3 590	3 577	3 346	3 507
<i>dont pertes</i>	54	66	74	46	46	34	41	51	29	17	95
Sites de stockage souterrain	958	860	669	730	751	686	571	724	712	668	626
<i>dont pertes</i>	11	15	15	9	7	6	4	11	6	4	20
Accès aux terminaux méthaniers	341	349	353	351	347	345	458	476	491	465	414
Total	5 934	6 021	6 289	6 230	6 394	6 641	6 550	6 689	6 666	6 365	6 377
<i>dont pertes</i>	143	139	195	135	129	88	106	133	78	41	181
Total hors pertes	5 791	5 881	6 094	6 095	6 265	6 553	6 444	6 555	6 588	6 324	6 196

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)

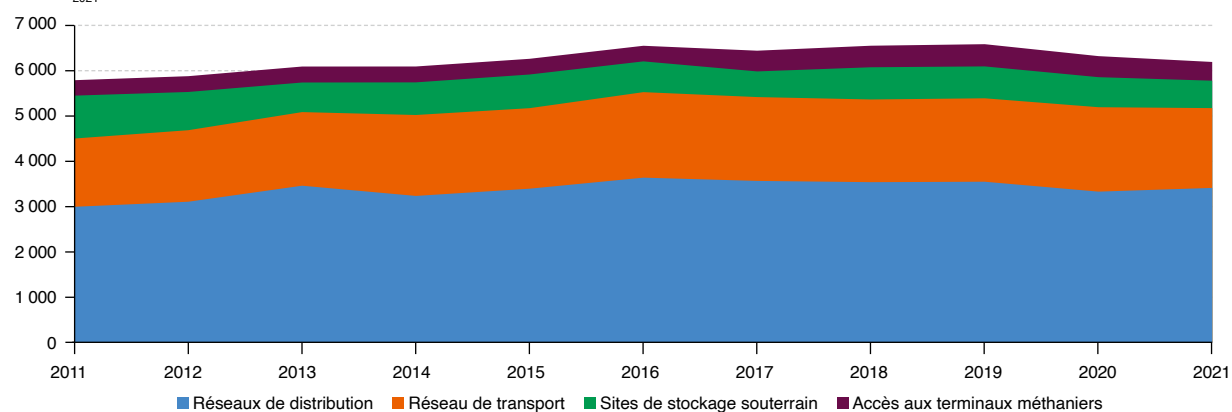
	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁	En TWh PCS*	En M€ ₂₀₂₁
Réseau de transport	3,2	61	2,9	71	3,1	43	2,1	20	1,5	66
Réseaux de distribution	2,2	41	2,1	51	2,0	29	1,9	17	2,1	95
Sites de stockage souterrain	0,2	4	0,5	11	0,4	6	0,4	4	0,4	20
Total	5,6	106	5,5	133	5,5	78	4,3	41	4,0	181

* 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€₂₀₂₁



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

La majorité du gaz naturel consommé en France est importé par gazoduc. Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux, pour une capacité d'importation cumulée d'environ 2 378 GWh/jour en 2021 (figure 3.2.2.4).

Les terminaux méthaniers permettent d'accueillir les cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), importées par voie maritime, puis de regazéifier le GNL pour pouvoir l'injecter dans le réseau. Ils sont au nombre de quatre, répartis sur trois sites distincts : Fos Cavaou, Fos Tonkin, tous deux situés à Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne et Loon-Plage (Dunkerque). La société Elengy gère les terminaux de Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne, tandis que Fosmax LNG gère celui de Fos Cavaou, l'accès à ces trois terminaux étant régulé par la CRE. 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'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire.

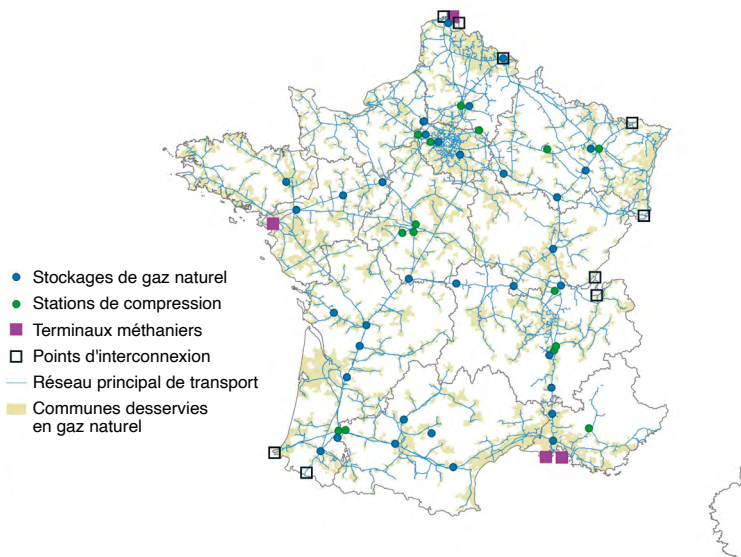
La constitution de stocks de gaz naturel à proximité des zones de consommation lors de la période estivale permet de réduire les risques de saturation des réseaux et de répondre aux fortes consommations de gaz lors des périodes hivernales (cf. 2.3.2). Les 15 sites de stockage souterrain français sont 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 (32 500 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 12 millions de consommateurs sont ainsi raccordés aux quelque 200 000 km de canalisations de distribution. GRDF assure la distribution de 96 % du marché, 24 entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que quelques autres sociétés, se répartissant le reste.

Figure 3.2.2.4 : infrastructures gazières françaises en 2021 (hors réseaux de distribution)



Sources : GRTgaz ; Storengy ; Teréga

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

3.3.1 LES COKERIES

Les cokeries sont des usines constituées de batteries de fours à coke, parfois plusieurs dizaines, dans lesquels le coke est obtenu par pyrolyse d'une variété de charbon primaire. Les cokeries peuvent être regroupées avec d'autres installations de la chaîne de fabrication, de traitement et de finition de produits en acier (hauts-fourneaux, aciéries et laminoirs) dans des sites sidérurgiques dits intégrés, comme c'est le cas en France où, en 2021, deux cokeries sont encore en activité, à Dunkerque et Fos-sur-Mer.

En 2021, la consommation nette des cokeries rebondit fortement dans le sillage de la reprise de l'économie. Elle ne revient toutefois pas à son niveau de 2019, en raison notamment de la fermeture, en mai 2020, de la cokerie de

Florange, dont l'arrêt avait été déjà prévu pour des raisons économiques et environnementales, et de difficultés industrielles rencontrées par une autre cokerie à partir de septembre 2020, entraînant la réduction de sa production. 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.

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 croît par rapport à 2020 en raison de la hausse des quantités produites mais aussi de la progression des prix (cf. 1.4).

Figure 3.3.1.1 : consommation et production des cokeries

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁
Consommation totale	41,6	985	41,3	836	40,0	773	29,6	427	s	s
Charbon primaire	37,0	862	36,4	755	35,5	695	26,2	369	s	s
Gaz dérivés	4,6	123	4,8	81	4,5	78	3,4	58	s	s
Production totale	34,1	1 245	34,0	1 276	33,2	1 269	24,5	731	s	s
Charbon dérivé	26,3	979	26,4	1 102	25,6	1 099	19,0	612	s	s
Gaz dérivés	7,8	265	7,7	174	7,6	170	5,4	119	s	s
Consommation totale nette	7,4	-	7,2	-	6,7	-	5,1	-	s	-
Marge de cokéfaction	-	260	-	440	-	495	-	304	-	s

Note : à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des cokeries. Par ailleurs, afin de respecter le secret statistique, les données relatives aux deux cokeries ne sont pas diffusées pour 2021.

Source : SDES, Bilan de l'énergie

3.3.2 LES HAUTS-FOURNEAUX

Un haut-fourneau est une installation industrielle destinée à simultanément désoxyder et fondre les métaux contenus dans un minerai par la combustion de coke, riche en carbone. En général, le haut-fourneau transforme du minerai de fer en fonte liquide, et le coke sert à la fois de combustible et d'agent

réducteur. Même si la fonte produite 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 le présent bilan comme faisant partie du secteur de la transformation d'énergie, conformément à la méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie.

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

Six hauts-fourneaux sont encore en activité en France. Trois se situent dans le complexe sidérurgique de Dunkerque, deux dans celui de Fos-sur-Mer et un à Pont-à-Mousson.

En 2021, les hauts-fourneaux ont consommé 53,7 TWh de produits charbonniers, dont 27,7 TWh de charbon dérivé, principalement du coke (figure 3.3.2.1). Nette des gaz fatals produits lors du processus de production, la consommation

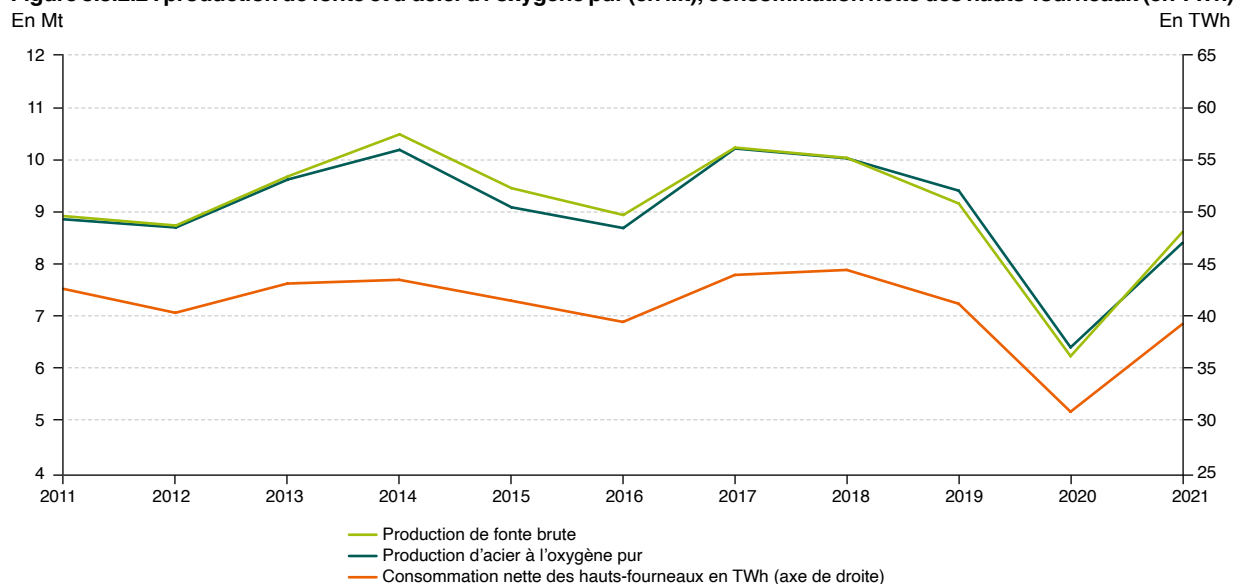
totale des hauts-fourneaux s'élève à 39,2 TWh. Cette consommation augmente par rapport à 2020 (+ 28 %) - (figure 3.3.2.2), tout en diminuant modérément par rapport à 2019 (- 4,8 %). La dépense correspondante s'établit à 1,2 milliard d'euros, en progression sur un an, en lien avec l'évolution des volumes et des prix.

Figure 3.3.2.1 : consommation et production des hauts-fourneaux

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁
Consommation totale	60,6	1 851	60,8	1 730	56,3	1 791	42,5	1 082	53,7	1 556
Charbon primaire	21,2	532	20,6	472	18,3	400	14,1	214	16,3	336
Charbon dérivé	27,0	1 018	28,3	1 063	27,3	1 204	20,9	738	27,7	1 031
Gaz dérivés	12,4	301	11,9	195	10,7	186	7,5	130	9,7	189
Production totale	16,5	560	16,3	369	15,1	339	11,9	259	14,4	368
Gaz dérivés	16,5	560	16,3	369	15,1	339	11,9	259	14,4	368
Consommation totale nette	44,1	1 291	44,6	1 361	41,2	1 451	30,6	823	39,2	1 188

Note : à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation des hauts-fourneaux.
Source : SDES, Bilan de l'énergie

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



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

3.4 Hausse de la production d'électricité tirée par la production nucléaire

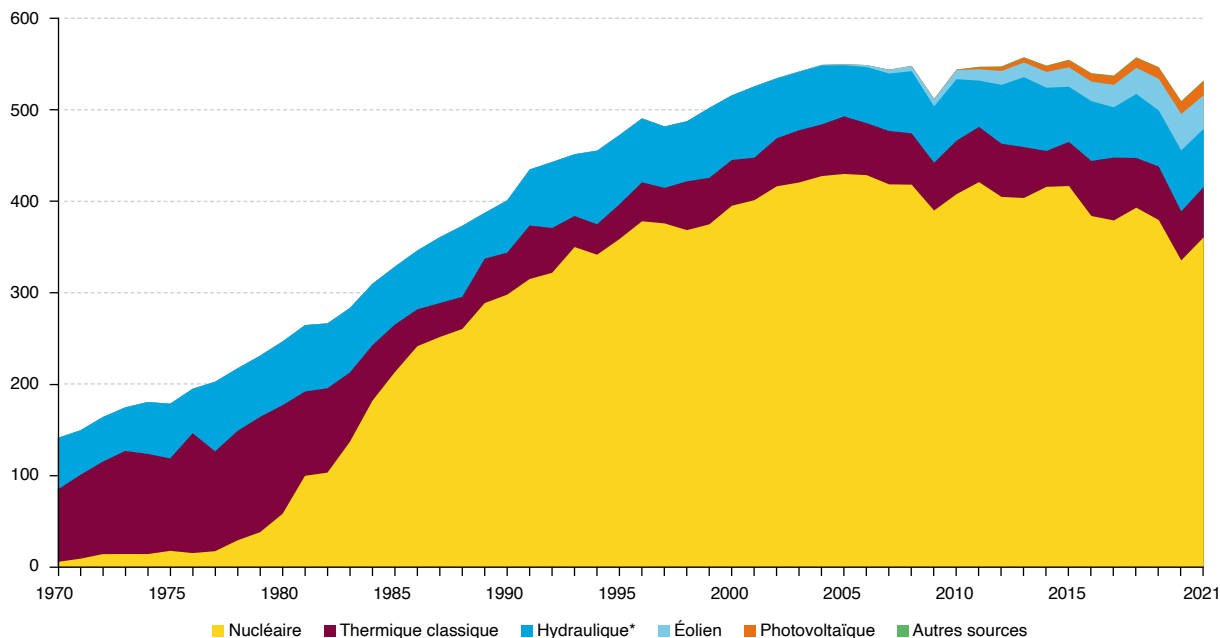
3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité, nette de la consommation des auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales, s'établit à 532 TWh en 2021. Elle augmente de 4,4 % par rapport à 2020. Le nucléaire représente 67,7 % de la production totale d'électricité, devant l'hydraulique (12,0 %), le thermique classique (10,3 %), l'éolien (6,9 %) et le photovoltaïque (3,0 %). En excluant l'année 2009, très

singulière, la production nette d'électricité a été relativement stable entre 2005 et 2019. Elle a chuté fortement en 2020 avec la crise sanitaire et ne parvient pas en 2021 à retrouver son niveau antérieur (- 2,7 % par rapport à 2019). Sa composition varie surtout selon la disponibilité du parc nucléaire et l'activité des barrages hydrauliques, même si l'éolien et le photovoltaïque occupent une place croissante dans le bouquet de production (figures 3.4.1.1 et 3.4.1.2).

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

Figure 3.4.1.2 : production nette d'électricité

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁
Production nucléaire	379		393		379		335		361	
<i>dont Arenh</i>	82	3 674	96	4 267	120	5 267	126	5 371	126	5 305
Production hydraulique*	55		70		61		67		64	
<i>dont hydraulique sous OA</i>	5	403	7	535	6	510	7	547	6	497
<i>dont subventions OA</i>		171		215		234		282		4
Production éolienne	25		29		35		40		37	
<i>dont éolien sous OA</i>	24	2 269	28	2 645	32	2 974	39	3 598	34	2 751
<i>dont subventions OA</i>		1 184		1 262		1 581		2 002		222
Production photovoltaïque	10		11		12		13		16	
<i>dont photovoltaïque sous OA</i>	10	3 404	11	3 423	12	3 693	13	3 628	15	3 632
<i>dont subventions OA</i>		2 977		2 850		3 172		3 194		3 203
Production thermique renouvelable et géothermie	9		10		10		10		11	
<i>dont sous OA</i>	7	931	8	1 047	8	1 140	8	1 190	9	1 315
<i>dont subventions OA</i>		591		665		761		813		684
Production thermique non renouvelable	60		45		49		44		45	
<i>dont sous OA</i>	12	2 080	12	2 324	12	2 433	12	2 257	12	2 921
<i>dont subventions OA</i>		1 403		1 660		1 735		1 580		1 677
Autre (Interconnexion**)		40		45		45		33		81
<i>dont subventions</i>		5		13		8		- 5		43
Production subventionnée hors OA en ZNI***	3	891	3	883	2	923	3	848	2	857
<i>dont subventions</i>		634		616		659		594		515
Total production France entière	538		558		547		510		532	
Subventions totales (y compris interconnexions et charges de péréquation dans les ZNI)		6 964		7 282		8 149		8 460		6 349

* 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 amélioration de la disponibilité des réacteurs par rapport à la situation très perturbée de 2020, la production nette d'électricité nucléaire progresse de 7,6 % en 2021, à 361 TWh (cf. 2.2.2). Elle ne revient toutefois pas à son niveau de 2019 (379 TWh). Un peu plus d'un tiers de la production

nucléaire, soit 126 TWh, a été rachetée à EDF par les fournisseurs alternatifs ainsi que par les gestionnaires de réseaux pour la couverture de leurs pertes, dans le cadre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), pour un montant de 5,3 Md€.

Hydraulique

La production hydraulique nette (y compris énergies marines et pompages) recule en 2021 (- 4,6 %) et s'établit à 64 TWh (cf. 2.2.3), en raison principalement d'un stock hydraulique inférieur à celui de 2020.

Un peu moins de 4,3 TWh (6,7 % 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 2021, 6 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat ou compléments de rémunération. Auparavant, le tarif d'achat ne concernait que les installations de moins de 12 MW. Depuis le 30 mai 2016, 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 MW et 4,5 MW. Ces installations ont revendu leur production aux acheteurs obligés pour 497 M€.

Éolien

La production éolienne recule en 2021, diminuant de 7,6 % sur un an, pour s'établir à 37 TWh (cf. 2.2.3). Le coût pour l'État du soutien à l'électricité d'origine éolienne diminue nettement en 2021, en raison de la forte augmentation des prix de gros de l'électricité, et atteint 0,2 Md€ (- 89 %). Les compensations aux opérateurs se fondent en effet sur les différences entre un tarif fixé à l'avance et le prix de marché pour les obligations d'achat et sur les surcoûts dans le cadre des compléments de rémunération.

Solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque progresse sur un an de 16,9 % en 2021, à 16 TWh (cf. 2.2.3). Le champ couvert par cette production inclut la production photovoltaïque autoconsommée, s'élevant à 0,5 TWh en 2021. La filière photovoltaïque demeure celle dont le soutien par l'État, via les dispositifs d'obligation d'achat et de compléments de rémunération, est le plus élevé. Toutefois, le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque auprès des installations nouvellement raccordées ayant fortement baissé ces dernières années, le coût de ce soutien (3,2 Md€ en 2021) augmente moins rapidement que les volumes achetés correspondants.

Thermique classique

L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est, pour l'essentiel, assuré par la filière thermique classique à partir de combustibles fossiles ou renouvelables, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. La production thermique augmente de 2 % et s'établit à 55 TWh en 2021 (figure 3.4.1.3).

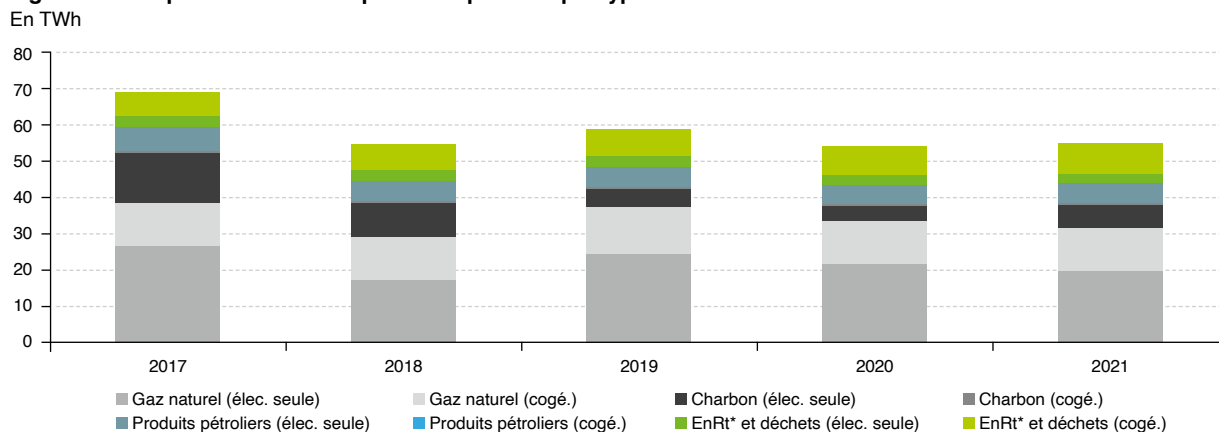
En baisse régulière au début de la décennie, du fait de la fermeture de centrales à charbon et au fioul pour des raisons environnementales, elle a augmenté de 2015 à 2019 modérément dans un contexte de repli de la production nucléaire. Cette croissance a été portée par les centrales au gaz naturel et le développement de la production d'électricité à partir de biomasse et de biogaz.

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 (figure 4.4.1.4). En 2021, il s'élève à 56 % pour le gaz et la biomasse, 40 % pour le biogaz, 38 % pour les produits pétroliers, 30 % pour les déchets ménagers. Les déchets ménagers 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 %. Pour les autres combustibles, les rendements pour l'électricité et la chaleur sont supposés identiques. Les centrales de cogénération pèsent néanmoins relativement peu dans la consommation totale de combustibles (16 TWh de gaz naturel sont consommés dans les centrales de cogénération, 6 TWh pour le biogaz et 4 TWh pour les déchets). 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. 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 21 TWh en 2021, subventionnés à hauteur de 2,4 Md€.

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

Figure 3.4.1.3 : production thermique classique nette par type de combustibles

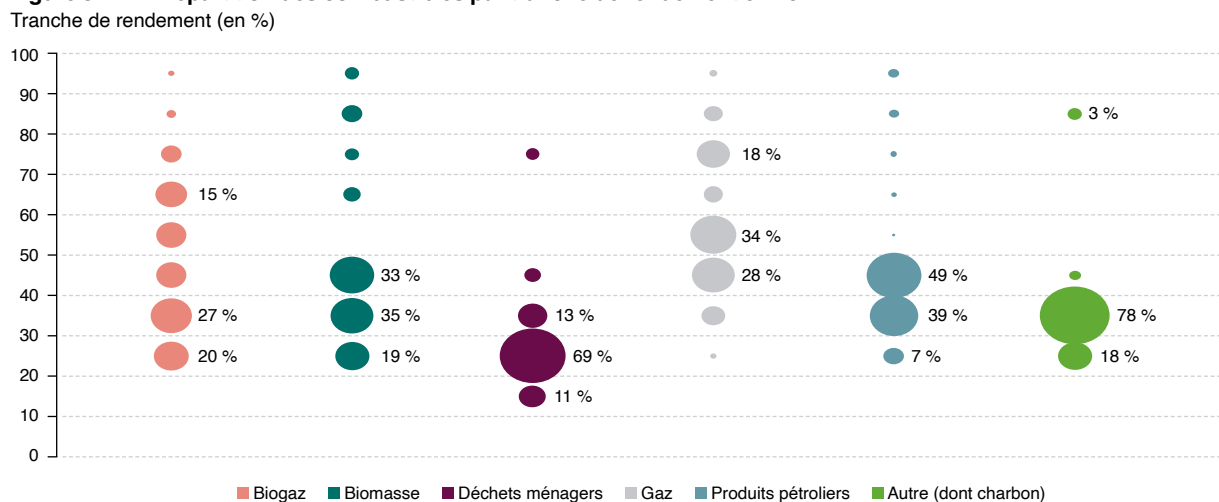


* EnRt : énergies renouvelables thermiques.

Note : en 2021, 31 TWh d'électricité ont été produits par combustion de gaz naturel, dont 12 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 2021



Lecture : en 2021, 49 % 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

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

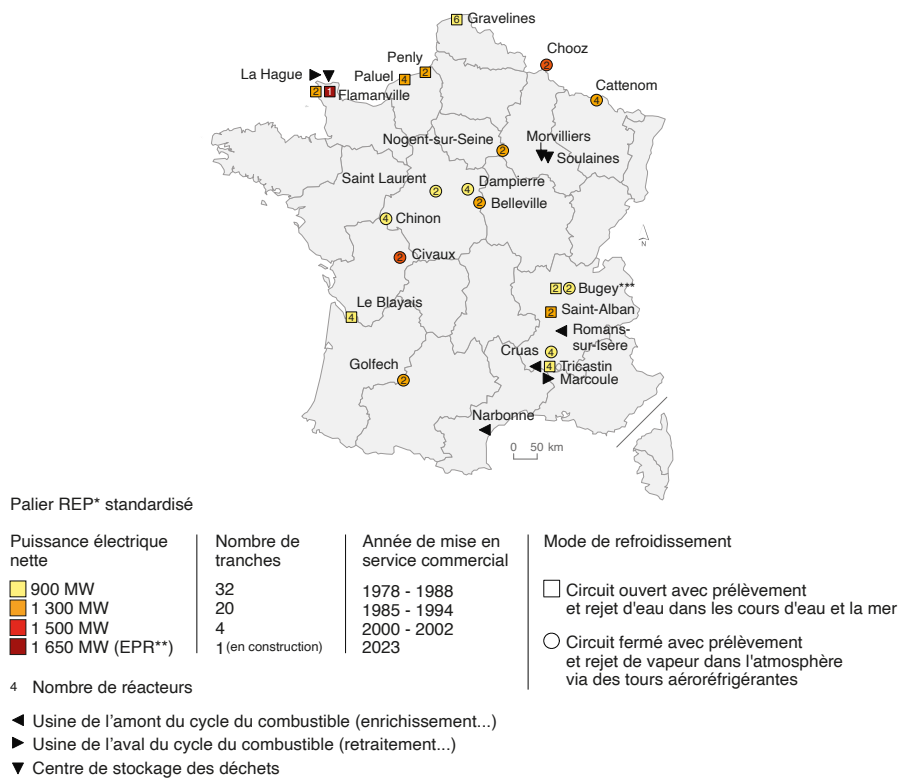
Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 76 TWh d'électricité qui sont vendus aux acheteurs obligés ou qui bénéficient de compléments de rémunération en 2021, pour un montant de 11,1 Md€, dont plus de la moitié subventionnée par l'État dans le cadre des mécanismes d'obligation d'achat et de compléments de rémunération.

Par ailleurs, des compensations, de l'ordre de 2,1 Md€ en 2021, 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 tarifaire¹. Ces compensations visent à ne pas répercuter les surcoûts de production (liés aux contraintes plus fortes pour assurer l'équilibre entre offre et demande du fait du caractère insulaire du territoire) sur le tarif moyen de vente au client final, et ainsi à garantir que celui-ci soit similaire à celui de la France continentale.

Principales installations de production d'électricité en France par filière

Figure 3.4.1.5 : sites nucléaires, situation au 31 décembre 2021



* REP réacteur à eau pressurisée.

** EPR réacteur pressurisé européen.

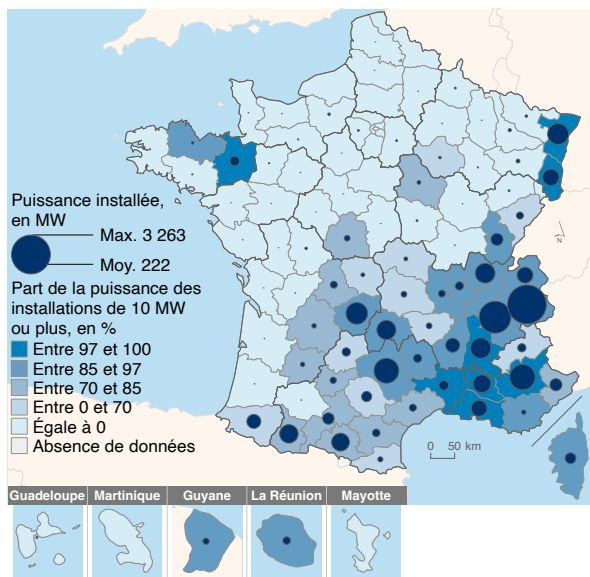
*** La centrale du Bugey est en circuit mixte.

Source : DGEC

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

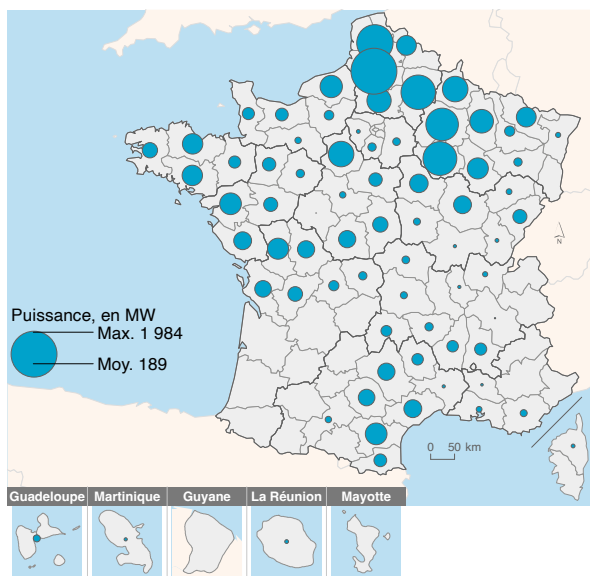
partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France

Figure 3.4.1.6 : puissance hydraulique (hors pompages, y compris énergies marines) raccordée au réseau au 31 décembre 2021



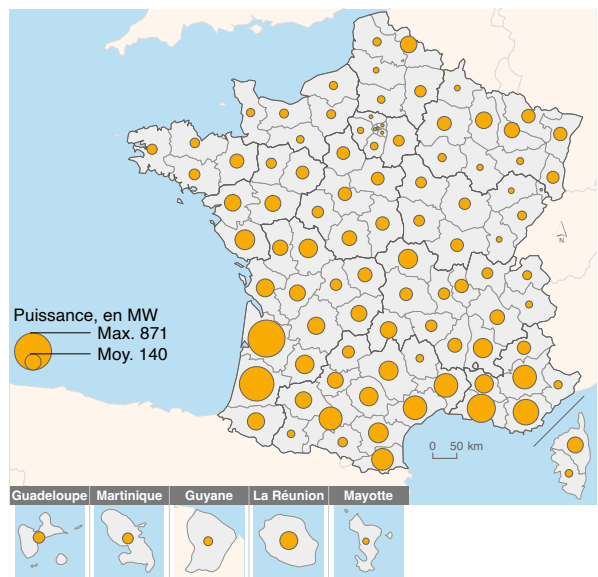
Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

Figure 3.4.1.7 : puissance éolienne raccordée au réseau au 31 décembre 2021
En MW



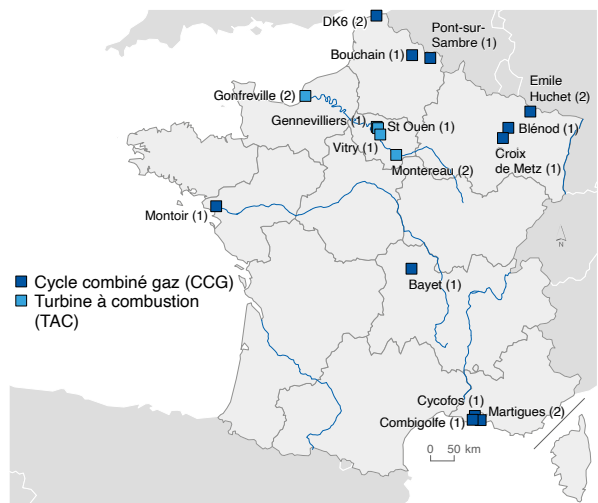
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 3.4.1.8 : puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2021
En MW



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

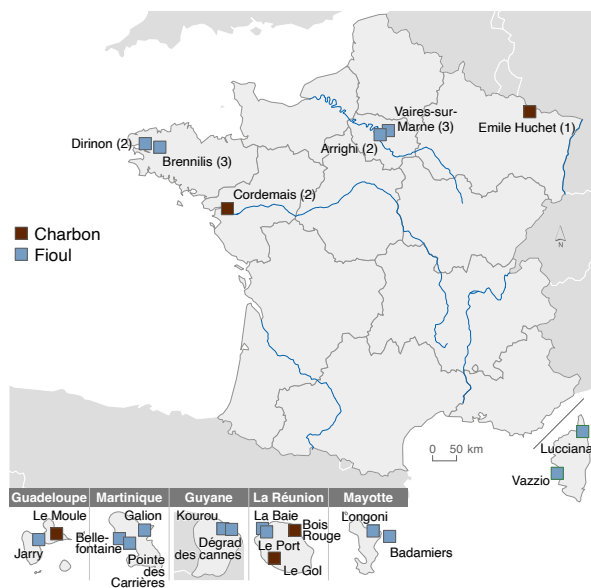
Figure 3.4.1.9 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2021



Source : RTE

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

Figure 3.4.1.10 : centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2021



Source : RTE

3.4.2 TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

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

l'électricité produite au réseau de distribution et à quelques très gros consommateurs. Les réseaux de distribution, auxquels sont raccordés la grande majorité des consommateurs et la quasi-totalité des petits producteurs, comprennent les lignes à moyenne et basse tension (« HTA » et « BT »), d'une longueur cumulée de plus de 1,4 million de kilomètres. Enedis est le gestionnaire d'un réseau couvrant 95 % des clients du territoire continental, 114 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 15,8 Md€ en 2021 (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 39 TWh en France en 2021, entraînant une charge de 2,2 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), une rémunération de 13,6 Md€ en 2021 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 de 5,2 % en 2021, en cohérence avec une hausse de 5,1 % des volumes de consommation sur un an.

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 73 % et 27 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2021. Les coûts unitaires en 2021 sont légèrement supérieurs aux valeurs de 2020.

Figure 3.4.2.1 : utilisation des réseaux d'électricité

	2017		2018		2019		2020		2021	
	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁	En TWh	En M€ ₂₀₂₁
Réseau de transport	446	4 440	441	4 536	436	4 456	418	4 126	438	4 338
dont pertes	11	537	11	469	11	479	11	506	11	550
Réseaux de distribution	406	10 994	403	11 011	399	10 877	385	10 921	404	11 492
dont pertes	27	1 246	28	1 270	27	1 250	25	1 241	28	1 634
Utilisation des réseaux	482	15 434	478	15 546	472	15 332	452	15 047	475	15 829
dont pertes	39	1 782	39	1 739	38	1 728	36	1 747	39	2 184

Note : le réseau de transport a acheminé 438 TWh d'électricité en 2021 et a perçu pour cela une rémunération de 4 338 M€, dont 550 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 : la part des énergies renouvelables est croissante

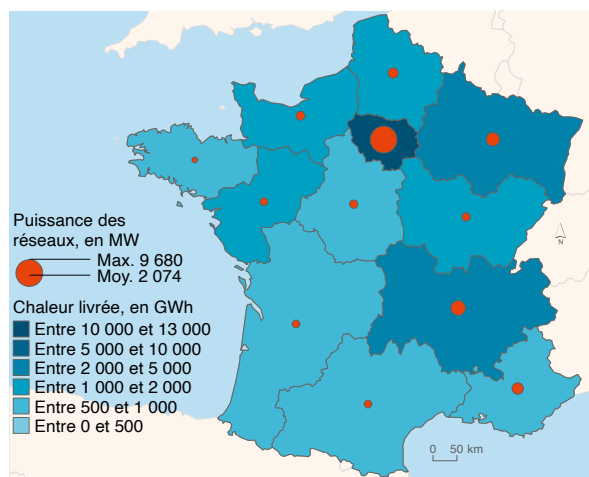
En 2021, 53 TWh de chaleur destinée à la vente ont été produits en France. Nets des pertes de distribution, ce sont in fine 48 TWh qui ont été livrés aux consommateurs, dont plus de 60 % proviennent des réseaux de chaleur.

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 2021, on dénombre 906 réseaux de chaleur en France (+ 9 % par rapport à 2020), d'une puissance thermique totale d'environ 25 GW (+ 10 % par rapport à 2020), dont près de 10 GW concentrés dans la seule région Île-de-France. Depuis 2016, le nombre de réseaux a augmenté de 35 %, et leur puissance thermique totale de 23 %.

Figure 3.5.1.1 : puissance thermique et chaleur livrée par les réseaux de chaleur en 2021



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

En 2021, les réseaux ont livré aux consommateurs près de 30 TWh de chaleur, en hausse de 17 % par rapport à 2020, en raison du développement des réseaux et de températures plus froides qu'en 2020. À cette fin, ils ont consommé environ 39 TWh d'énergie (la différence avec la quantité livrée comprenant les pertes de transformation et celles de distribution). Le bouquet énergétique des réseaux demeure dominé par le gaz naturel, qui, en incluant le biogaz, représente 35 % de leur consommation, suivi de la chaleur issue de la valorisation des déchets urbains (25 %) et de la biomasse

(24 %). Le fioul et le charbon, autrefois prépondérants, déclinent et ne représentent plus que 2 % du bouquet énergétique des réseaux (contre 60 % en 1990). À l'inverse, la part des énergies renouvelables a plus que doublé depuis 2010, pour atteindre 46 % en 2021 (après 45 % en 2020) - (figures 3.5.1.2 et 3.5.1.3). En incluant les énergies de récupération telles que la partie non renouvelable des déchets urbains ou la chaleur industrielle récupérée, la part d'énergies renouvelables et de récupération atteint 60 %² en 2021.

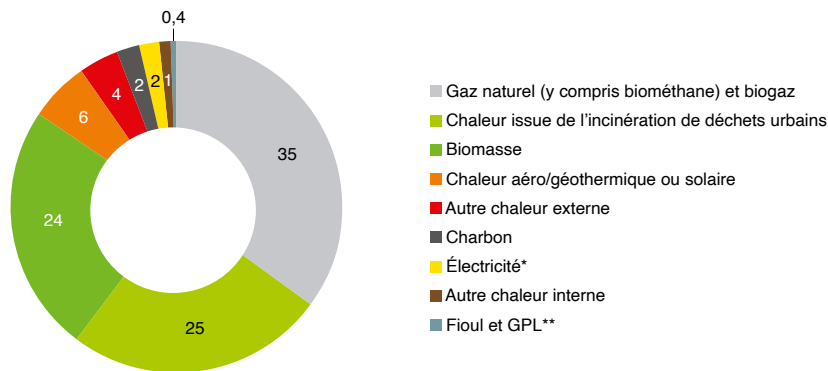
² Ce taux diffère de celui publié par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU) dans son rapport annuel en raison de différences méthodologiques. En particulier, contrairement au calcul du SNCU, les garanties d'origine biométhane ne sont pas comptabilisées ici comme énergies renouvelables, la logique du bilan de l'énergie étant de retracer des flux physiques.

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

Près d'un quart des réseaux de chaleur (22 %) possèdent un équipement de cogénération. En 2021, la chaleur produite par cogénération dans les réseaux de chaleur, puis livrée aux

consommateurs, représente environ 5,2 TWh (soit 13 % 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 2021
En %



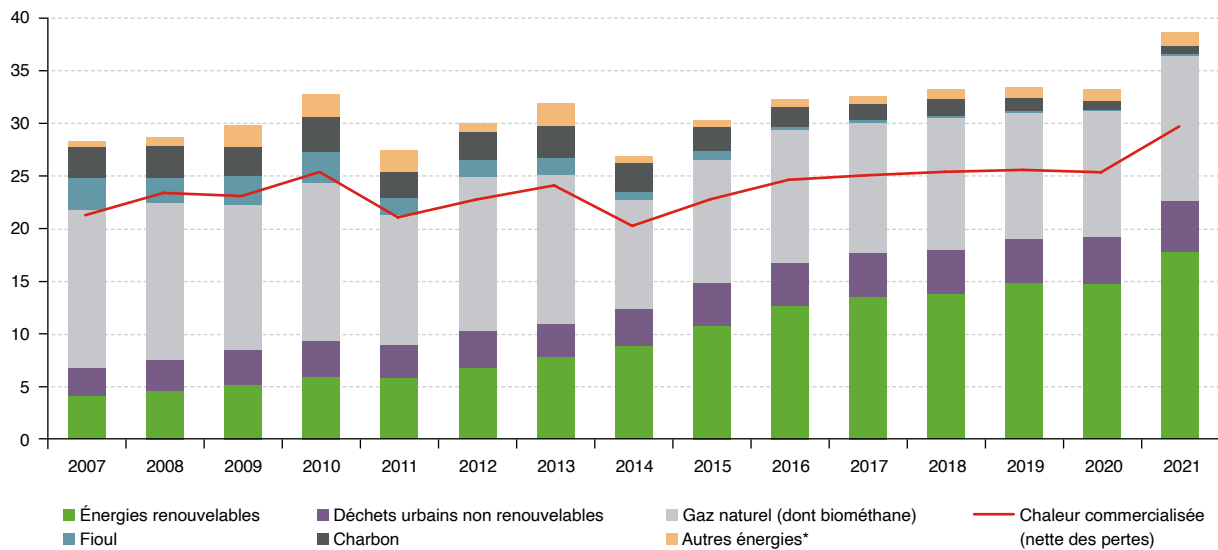
* Comprend la consommation des chaudières électriques et la consommation annexe des auxiliaires.

** GPL : gaz de pétrole liquéfié.

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

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

Figure 3.5.1.3 : consommation d'énergie 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 récupération, chaudières électriques, chaleur industrielle, consommation électrique des pompes à chaleur, cogénération externe non renouvelable, autres combustibles non renouvelables, annexes.

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

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

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

3.5.2 CHALEUR COGÉNÉRÉE VENDUE HORS DES RÉSEAUX DE CHALEUR

En 2021, les installations de production d'électricité avec procédé thermique de cogénération (hors réseaux de chaleur munis d'un tel équipement) ont produit 43 TWh de chaleur, dont 23 TWh ont été livrés à des utilisateurs tiers (*figure 3.5.2.1*). Tout le reste, soit 47 % de la chaleur produite par cogénération, correspond, outre les pertes, à de la chaleur autoconsommée, c'est-à-dire utilisée par le producteur elle-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. Leur production de chaleur non vendue n'est pas identifiée en tant que telle dans le bilan, se retrouvant dans les consommations des différents combustibles.

En 2021, la chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (39 %), des déchets urbains (ménagers, hospitaliers et du tertiaire : 19 %) et du bois (14 %).

Figure 3.5.2.1 : production de chaleur par cogénération en 2021 (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	17,4	43,3	23,0	20,3
Produits charbonniers	0,2	1,0	0,2	0,9
Produits pétroliers	0,3	3,6	2,4	1,2
Gaz naturel	8,8	17,0	7,0	10,0
Déchets	2,4	8,5	6,8	1,7
<i>dont déchets urbains</i>	<i>2,3</i>	<i>8,2</i>	<i>6,6</i>	<i>1,6</i>
Bois et résidus agricoles	2,1	6,0	3,8	2,2
Résidus de papeterie, liqueur noire	0,6	3,8	1,8	2,0
Biogaz	2,7	2,0	0,2	1,8
Autres combustibles	0,4	1,3	0,8	0,4

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