

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

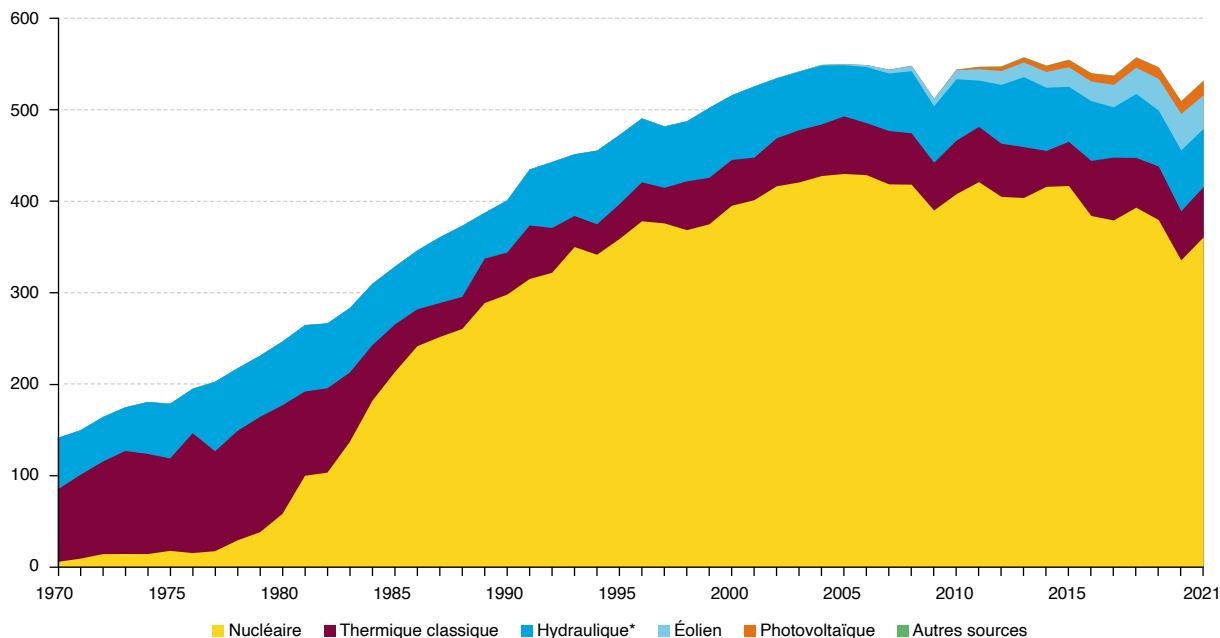
### 3.4.1 PRODUCTION NETTE D'ÉLECTRICITÉ

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€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>
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
<b>Total production France entière</b>	<b>538</b>		<b>558</b>		<b>547</b>		<b>510</b>		<b>532</b>	
<b>Subventions totales (y compris interconnexions et charges de péréquation dans les ZNI)</b>		<b>6 964</b>		<b>7 282</b>		<b>8 149</b>		<b>8 460</b>		<b>6 349</b>

\* 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).

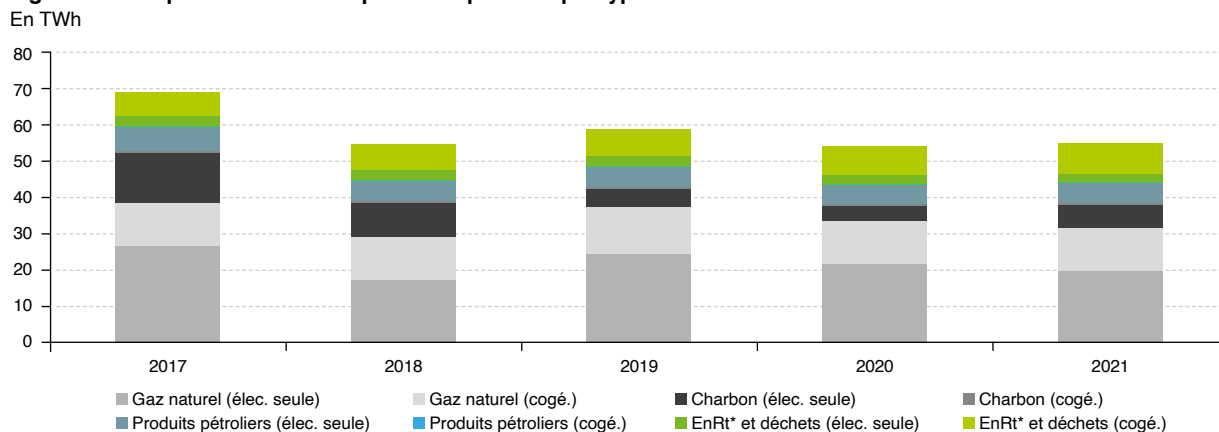
En baisse régulière au début de la décennie, du fait de la fermeture de centrales à charbon et au fioul pour des raisons environnementales, elle a augmenté de 2015 à 2019 modérément dans un contexte de repli de la production nucléaire. Cette croissance a été portée par les centrales au gaz naturel et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

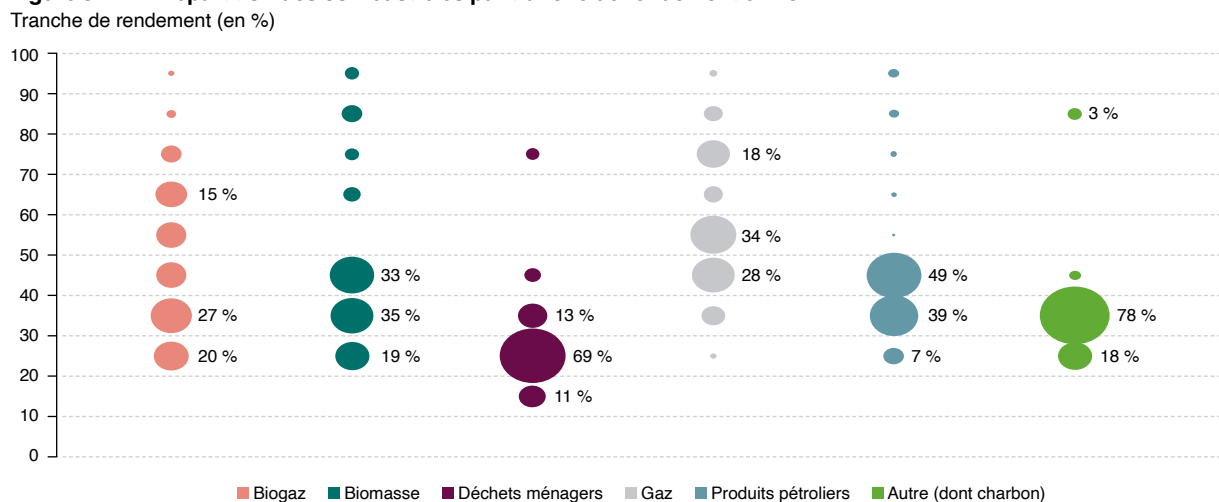


\* EnRt : énergies renouvelables thermiques.

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

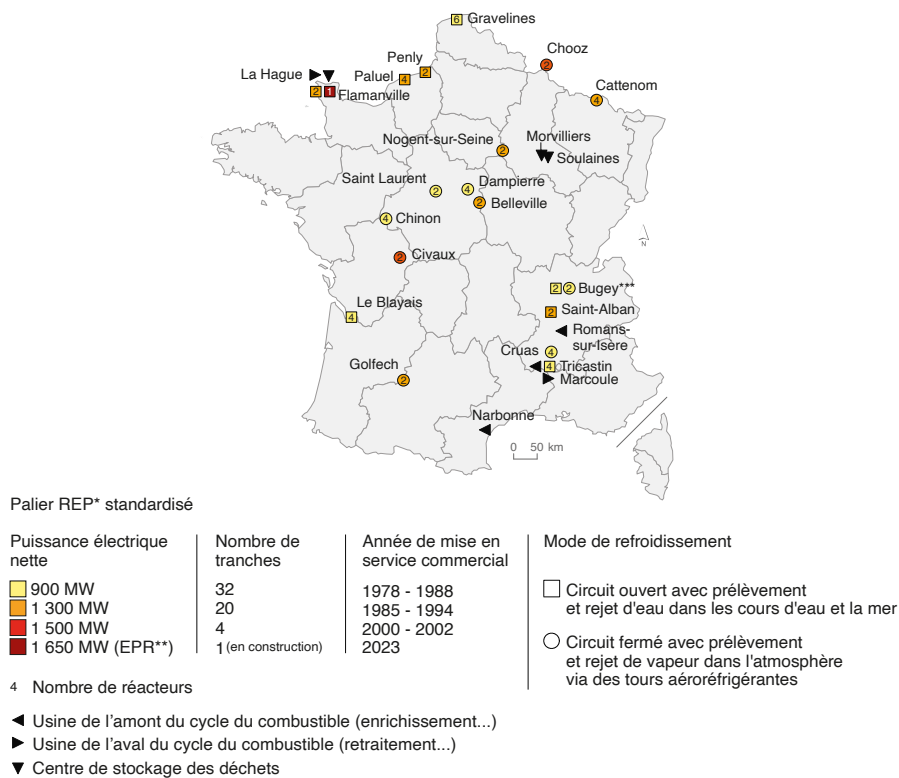
Sur l'ensemble des filières de production, ce sont, au total, 76 TWh d'électricité qui sont vendus aux acheteurs obligés ou qui bénéficient de compléments de rémunération en 2021, pour un montant de 11,1 Md€, dont plus de la moitié subventionnée par l'État dans le cadre des mécanismes d'obligation d'achat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

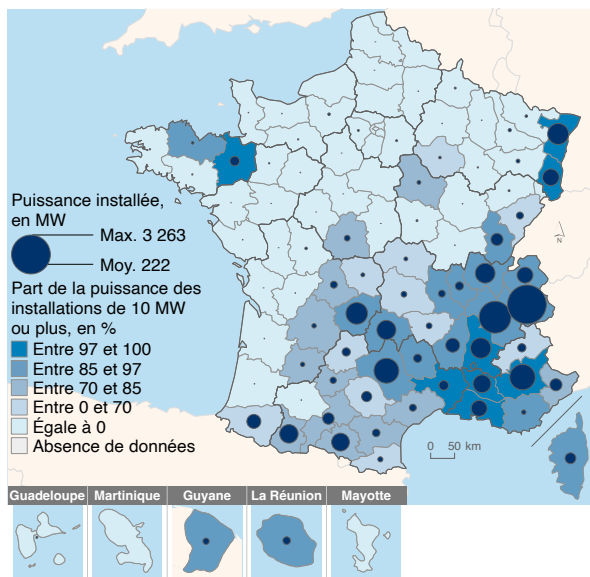
\*\*\* La centrale du Bugey est en circuit mixte.

Source : DGEC

<sup>1</sup> 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.

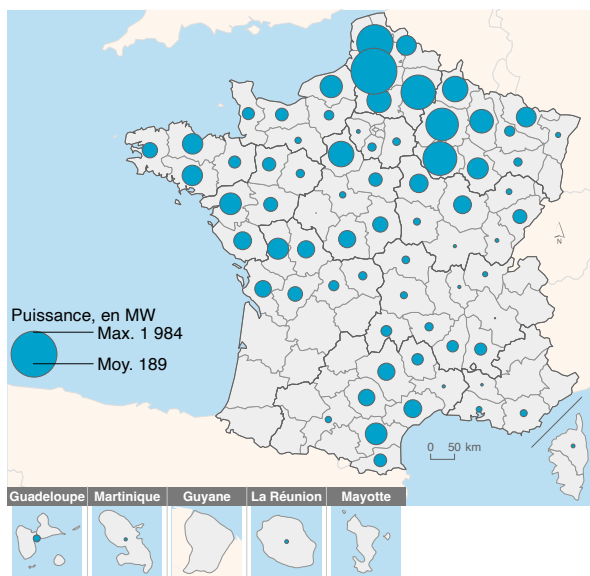
**partie 3 : transformation, transport et distribution d'énergie en France**

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



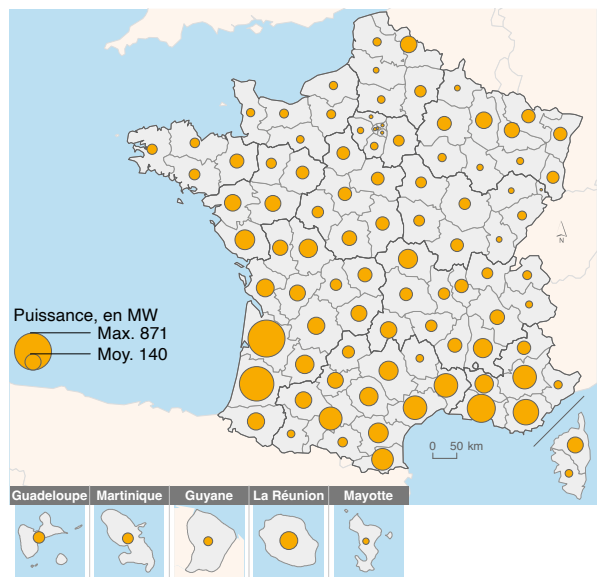
Source : SDES, Bilan de l'énergie, enquête annuelle auprès des producteurs d'électricité

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



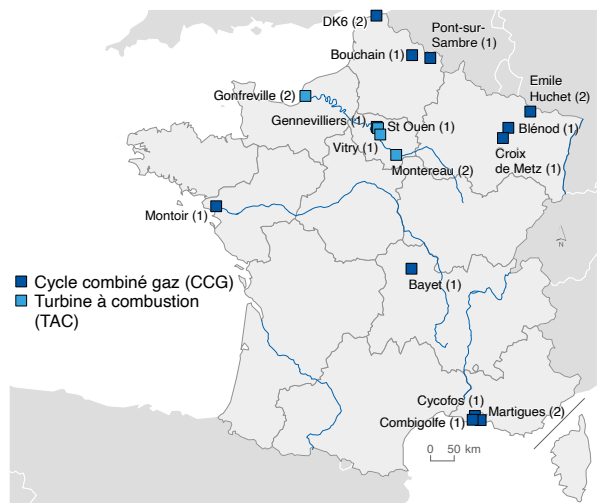
Source : SDES, Bilan de l'énergie, d'après raccordements Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

**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

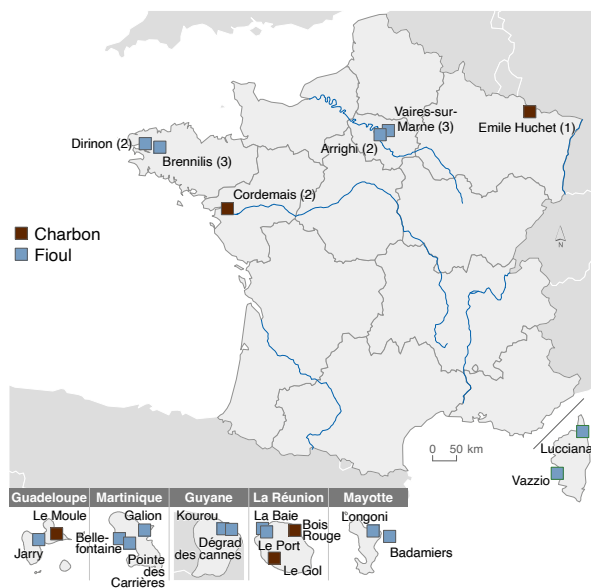
**Figure 3.4.1.9 : centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2021**



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€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>	En TWh	En M€ <sub>2021</sub>
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
<b>Utilisation des réseaux</b>	<b>482</b>	<b>15 434</b>	<b>478</b>	<b>15 546</b>	<b>472</b>	<b>15 332</b>	<b>452</b>	<b>15 047</b>	<b>475</b>	<b>15 829</b>
<b>dont pertes</b>	<b>39</b>	<b>1 782</b>	<b>39</b>	<b>1 739</b>	<b>38</b>	<b>1 728</b>	<b>36</b>	<b>1 747</b>	<b>39</b>	<b>2 184</b>

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