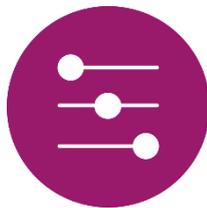




**Rte Bilan Électrique 2019** 

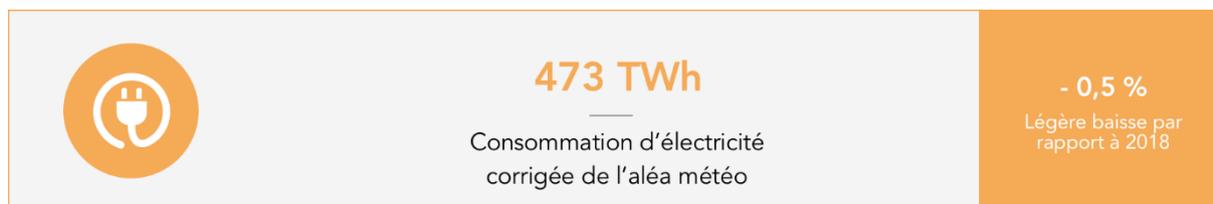


# Sommaire

<b>CONSOMMATION</b> .....	<b>3</b>
EVOLUTION DE LA CONSOMMATION .....	3
REPARTITION SECTORIELLE DE LA CONSOMMATION .....	8
SENSIBILITE A LA TEMPERATURE ET AUX USAGES .....	15
LES PAYS EUROPEENS SONT DIFFEREMMENT THERMOSENSIBLES .....	19
<b>PRODUCTION</b> .....	<b>24</b>
PRODUCTION TOTALE .....	24
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE NUCLEAIRE .....	31
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE A COMBUSTIBLE FOSSILE .....	37
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE .....	46
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE EOLIENNE .....	50
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE SOLAIRE .....	53
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE RENOUVELABLE .....	56
PRODUCTION RENOUVELABLE .....	57
EMISSIONS DE CO <sub>2</sub> .....	59
<b>TERRITOIRES ET REGIONS</b> .....	<b>61</b>
EQUILIBRE ENTRE PRODUCTION ET CONSOMMATION .....	61
CONSOMMATION EN REGION .....	76
PRODUCTION EN REGION .....	83
<b>RESEAU DE TRANSPORT</b> .....	<b>98</b>
EVOLUTION DU RESEAU EN 2019 .....	98
LIAISONS NOUVELLES ET RENOUVELEES .....	102
FAITS MARQUANTS 2019 .....	106
INVESTISSEMENTS DE RTE .....	111
CARTE DES PRINCIPAUX PROJETS EN COURS OU A VENIR .....	113
QUALITE DE L'ELECTRICITE .....	122
TAUX DE PERTES .....	126
<b>PRIX ET ECHANGES</b> .....	<b>127</b>
PRIX DE MARCHÉ EN EUROPE .....	127
SOLDE DES ECHANGES COMMERCIAUX .....	133
REGION CWE .....	137
ESPAGNE .....	141
ITALIE .....	143
SUISSE .....	144
GRANDE-BRETAGNE .....	145
EVOLUTION DES MECANISMES D'ECHANGES TRANSFRONTALIERS .....	146
<b>MECANISMES DE MARCHÉ</b> .....	<b>147</b>
ACTIVITE DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE .....	147
MECANISME D'AJUSTEMENT .....	151
EFFACEMENTS .....	154
MECANISME DE CAPACITE .....	161
<b>GLOSSAIRE</b> .....	<b>168</b>

# Consommation

## Evolution de la consommation



### Une consommation en légère baisse

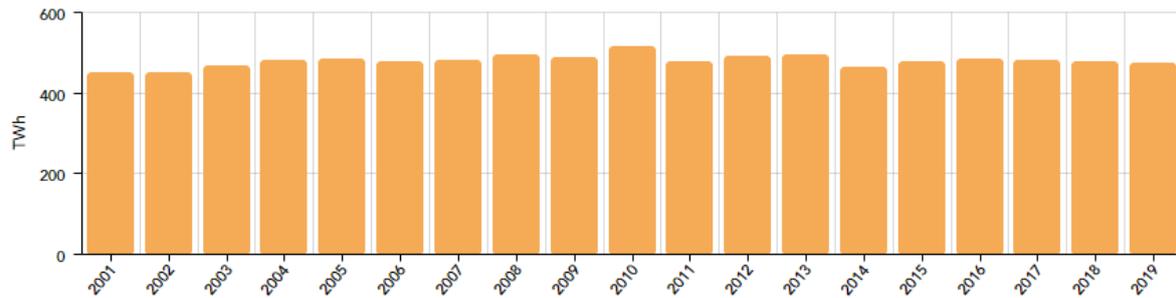
Une tendance à la stabilisation de la consommation totale d'électricité s'observe depuis plusieurs années et traduit globalement une meilleure maîtrise de la consommation malgré une utilisation croissante d'appareils électriques.

En 2019, on note cependant une consommation légèrement en baisse par rapport à 2018. Cette légère baisse s'explique par des températures globalement plus douces en début d'année et par une croissance économique moins soutenue qu'en 2018 et à son plus bas niveau depuis 10 ans.

## Consommation brute

En 2019, consommation brute s'établit à près de 474 TWh, soit une baisse de 1% par rapport à l'année précédente. Cette légère baisse s'explique par des températures globalement plus douces en début d'année et par une croissance économique moins soutenue qu'en 2018.

Evolution de la consommation brute



Pour mieux comprendre

## Pourquoi corriger la consommation brute ?

### Pour mieux observer les évolutions structurelles

Lorsqu'il fait très froid, de l'électricité est consommée pour se chauffer. A l'inverse lorsqu'il fait très chaud, de l'électricité est consommée pour se rafraîchir. Pour mieux observer les évolutions structurelles d'une année à l'autre, la consommation d'électricité est corrigée de « l'aléa météorologique ». La demande d'électricité correspond alors à la demande qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence.

D'autres éléments peuvent être corrigés. Par exemple, les années bissextiles comportent un jour de plus en février. Pour s'affranchir de cet effet calendaire, la consommation est corrigée de façon à ne compter que 365 jours.

## Consommation corrigée

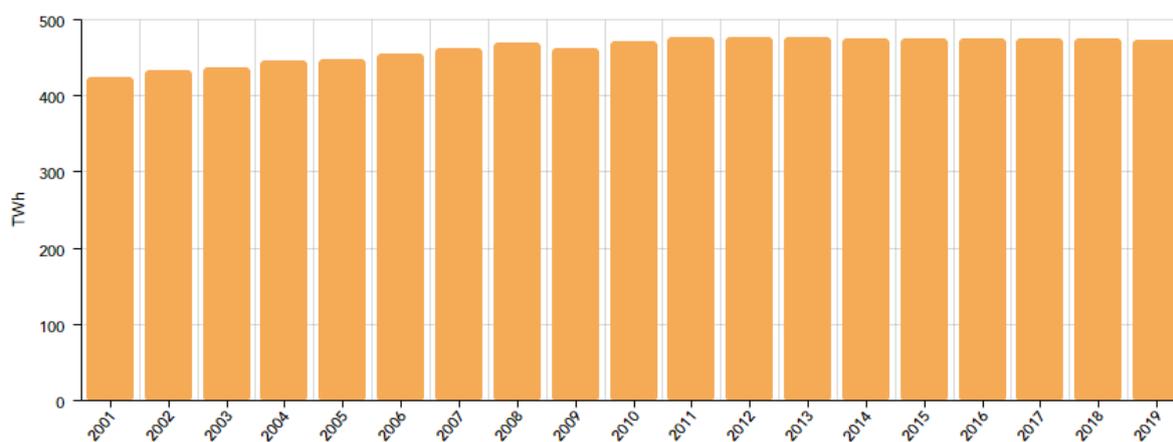
Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires atteint 473 TWh, soit un niveau en légère baisse par rapport à 2018 (-0,5%) et relativement stable sur les dix dernières années.

La consommation française d'électricité est entrée dans une phase de relative stabilité depuis 2010. Cette tendance vient d'un ralentissement progressif de la croissance de la demande observé depuis plusieurs décennies : le taux de croissance s'est progressivement réduit pour s'établir à un niveau nul depuis 2010.

Ce ralentissement structurel de la consommation d'électricité en France, constaté également dans la plupart des pays européens, s'explique essentiellement par :

- une diffusion et un renforcement des actions d'efficacité énergétique au sein des bâtiments et sur les performances des équipements générant une baisse de consommation pour satisfaire le même besoin ;
- un ralentissement tendanciel de la croissance économique et de la croissance démographique depuis plusieurs décennies ;
- l'évolution structurelle de l'activité économique qui tend à se tertiariser, les services étant de quatre à cinq fois moins consommateurs d'électricité que le secteur industriel à niveau de production équivalent.

### Consommation corrigée de l'aléa météorologique



*A noter : l'étude de la consommation corrigée nécessite d'exclure du périmètre le secteur de l'énergie, ce dernier étant fortement impacté en 2012 par le changement de procédé d'enrichissement de l'uranium, entraînant une forte réduction de consommation.*

## Evolution de la température par rapport à la température de référence

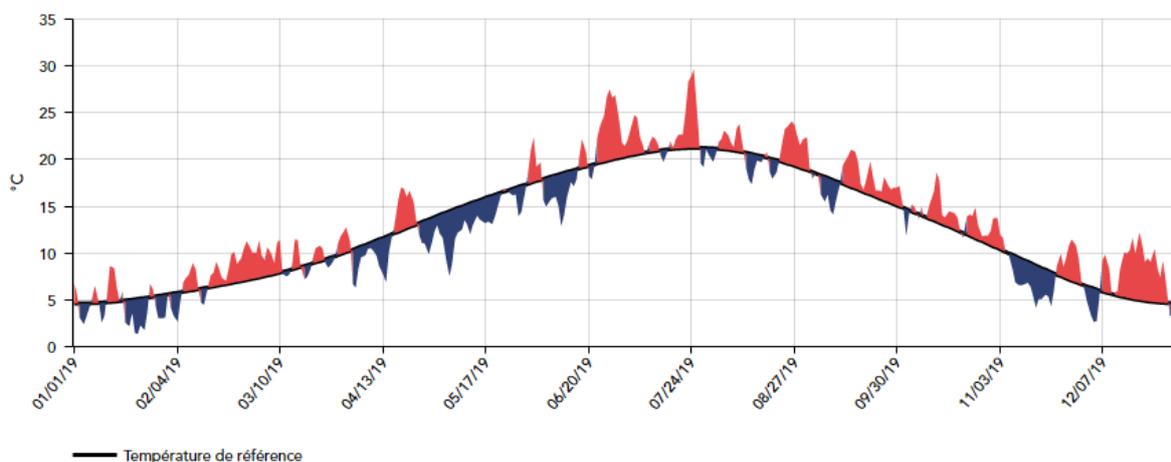
L'année 2019 s'établit comme l'une des années les plus chaudes enregistrées (+0,5°C par rapport à la température moyenne de référence) équivalente à l'année 2014 mais légèrement inférieure à l'année 2018.

Des contrastes sont cependant observés en zoomant sur l'analyse journalière (source : Météo France) :

- L'année 2019 a débuté avec une température légèrement inférieure à la normale de -0,3°C pour le mois de janvier, suivi d'une température beaucoup plus élevée (supérieure à la normale de +0,6 à +2,2°C) ;
- Le mois de mai 2019 a le plus souvent obtenu des températures inférieures aux normales (de -1,1°C) ;
- Le mois de juin 2019 se classe au 5<sup>ème</sup> rang des mois de juin les plus chauds depuis 1900 avec des températures de plus de 46°C en Occitanie ;
- Les températures de l'été 2019 ont elles aussi été le plus souvent supérieures aux normales avec un mois de juillet marqué par une canicule exceptionnelle sur la moitié nord du pays avec des températures dépassant les 40°C classant ce mois au 4<sup>ème</sup> rang des mois de juillet les plus chauds depuis 1900.
- Les températures des derniers mois de l'année ont été aussi le plus souvent supérieures aux normales (supérieures à la normale de +2°C pour les mois d'octobre et de décembre).

La consommation est corrigée de ces variations ce qui permet d'observer plus finement les évolutions structurelles.

### Evolution de la température en France par rapport à la température de référence



## **éCO<sub>2</sub>mix, tout savoir de l'électricité en France, dans votre région ou votre métropole**

éCO<sub>2</sub>mix est une application pédagogique au service de la transparence. Que vous soyez un simple citoyen désireux de mieux comprendre l'électricité pour mieux la consommer, un amateur éclairé ou un professionnel de l'énergie, éCO<sub>2</sub>mix permet, de façon ludique ou experte, de suivre les données du système électrique à la maille du pays, des régions et des métropoles, de comprendre sa consommation électrique, d'avoir des conseils pour la réduire et d'agir efficacement en cas d'alerte sur le réseau électrique en appliquant des gestes simples pour éviter ou réduire le risque de déséquilibre du réseau électrique.

<https://www.rte-france.com/eco2mix>

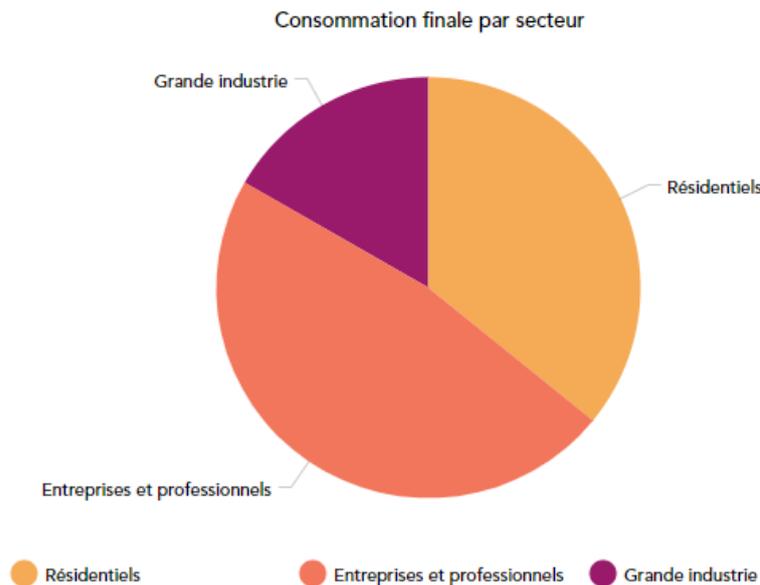
# Répartition sectorielle de la consommation



## Pas d'évolution dans la répartition sectorielle de la consommation

La répartition sectorielle de la consommation sur les réseaux (hors [EDF-SEI](#) et [ELD](#)) de transport RTE et de distribution d'[Enedis](#) est similaire à celle de l'année 2018.

Le secteur le plus consommateur reste le secteur des entreprises et des [professionnels](#) (47%), suivi par le résidentiel avec près de 36% de la consommation finale d'électricité et enfin la [grande industrie](#) qui représente 17% du volume total.



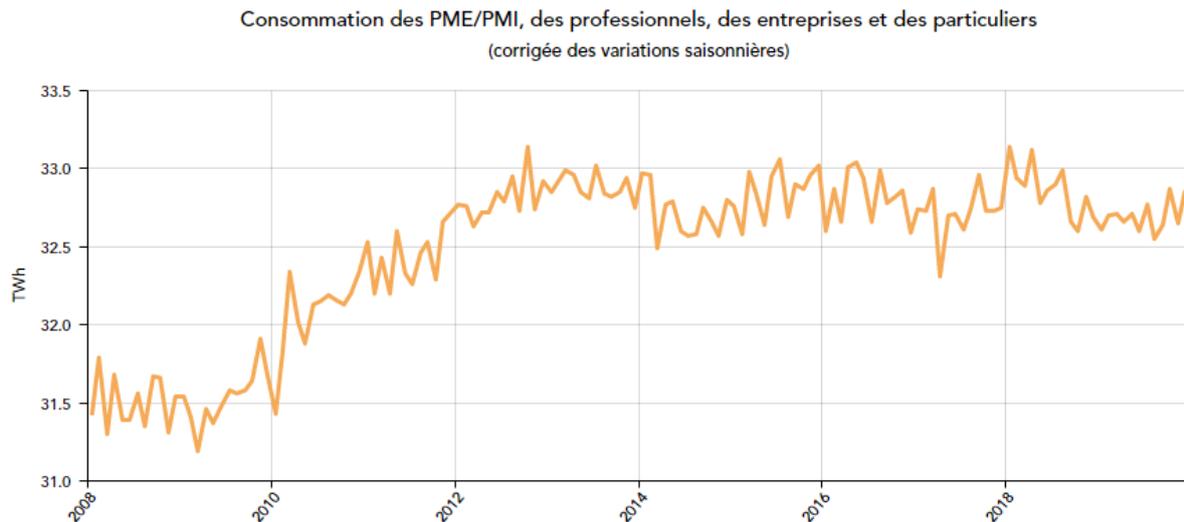
## Qui sont les clients de RTE ?

RTE agit pour le bénéfice de la collectivité et de ses clients – les producteurs et les distributeurs d'électricité, les industriels et les négociants, en proposant des solutions qui participent à la maîtrise des coûts du système électrique et qui préservent ainsi l'activité économique.

Gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE est au cœur du système électrique et a la charge de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. 24 h/24 et 7 j/7, RTE joue un rôle clé pour aiguiller les flux d'électricité et optimiser le fonctionnement du système électrique pour ses clients et la collectivité. RTE achemine l'électricité en tout point du territoire, depuis ses lieux de production jusqu'aux sites industriels qui sont directement raccordés à son réseau et jusqu'aux réseaux de distribution qui font le lien avec les consommateurs finaux.

## Légère baisse de la consommation sur les réseaux de distribution

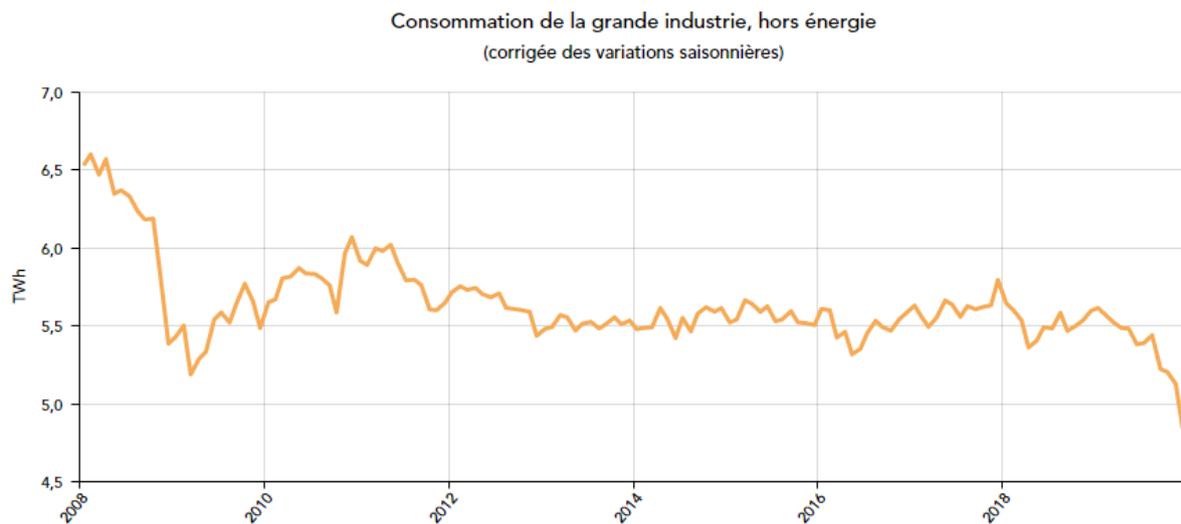
La consommation corrigée des variations saisonnières des PME/PMI, des professionnels, des entreprises et des particuliers sur le réseau de distribution, pertes incluses, reste stable depuis sept ans malgré une légère diminution de 0,5% entre 2018 et 2019.



L'application des directives et réglementations sur l'efficacité énergétique des équipements contribue à la tendance observée. A ces effets s'ajoute le ralentissement de la croissance du parc de nouveaux bâtiments chauffés à l'électricité, lié à la réglementation thermique 2012.

## Baisse de l'activité de la grande industrie

La consommation de la grande industrie\* directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 64,3 TWh\*. Ce volume est en recul de 3% par rapport à 2018. Ce recul concerne les secteurs de la sidérurgie, du papier carton, de la construction automobile et des transports ferroviaires.



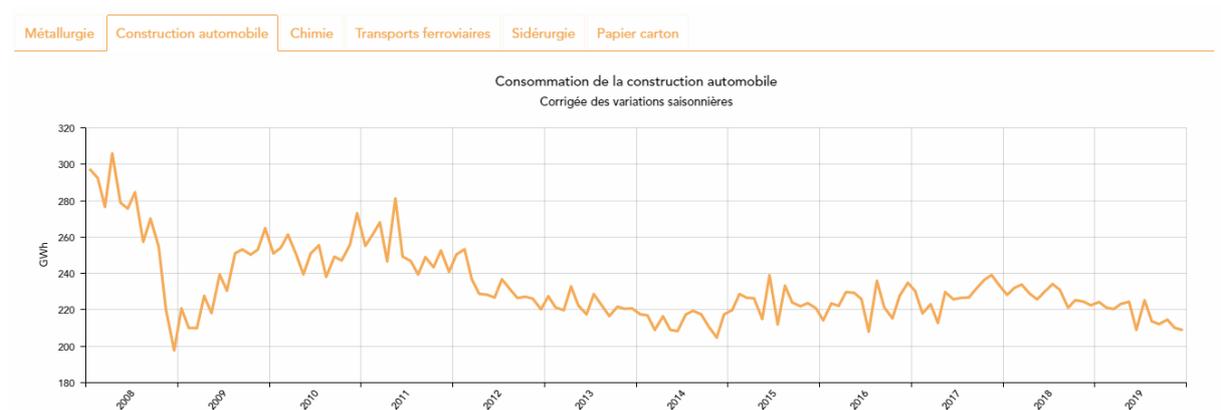
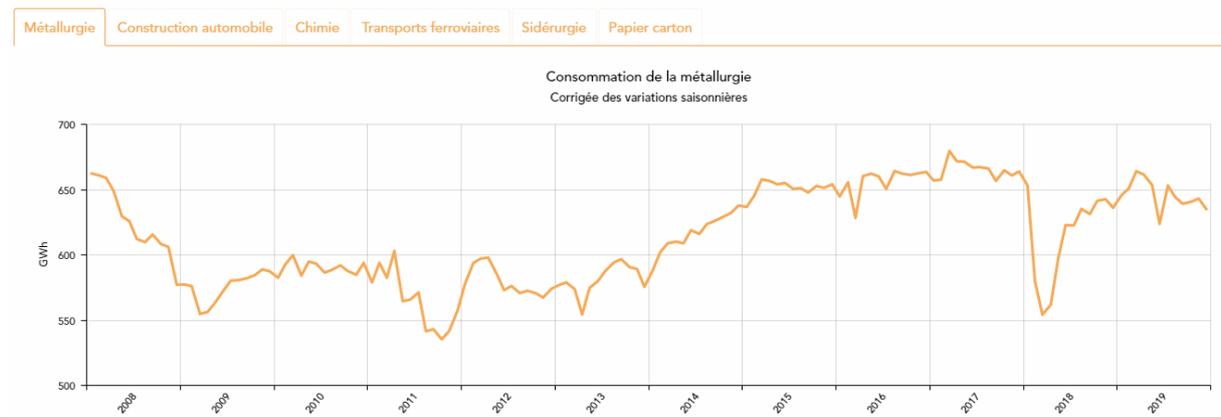
\* autoconsommation incluse, hors pertes, hors secteur énergie et corrigée des variations saisonnières

## Une évolution variée selon le secteur de la grande industrie

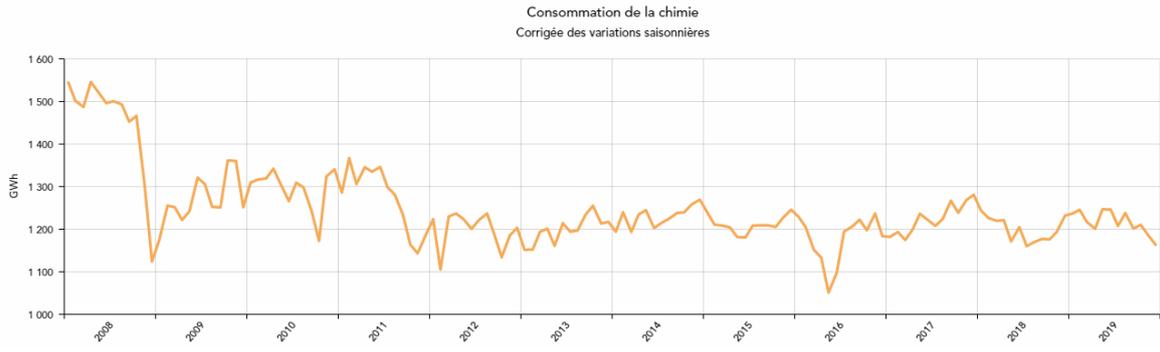
Corrigée des variations saisonnières, la consommation industrielle cache des dynamiques variées selon les secteurs.

Ainsi, les secteurs de la métallurgie, de l'énergie et de la chimie voient leur consommation électrique augmenter respectivement de +4,8%, de +1,5% et 1,4% par rapport à 2018.

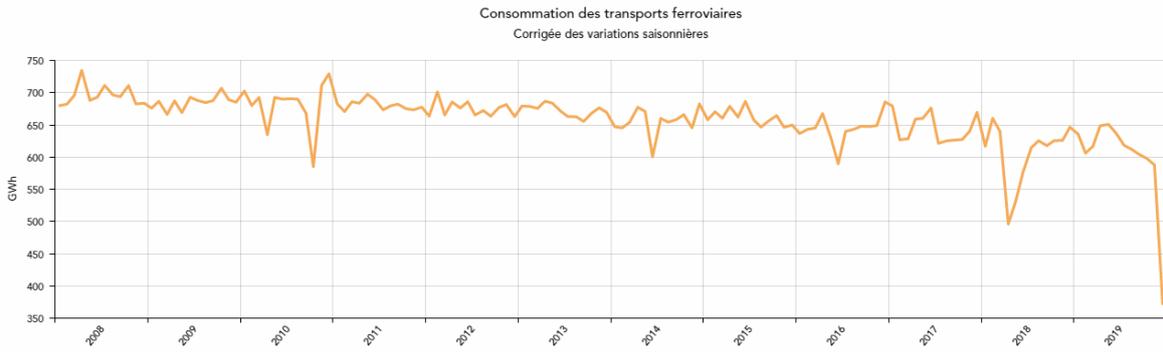
Les autres secteurs de la grande industrie voient leur consommation électrique diminuer : le secteur de la sidérurgie enregistre la plus forte baisse avec -9,1%, suivi par celui du papier carton avec -7,2%, puis de la construction automobile avec -5% et enfin celui des transports ferroviaires avec -1,3% (mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire en décembre).



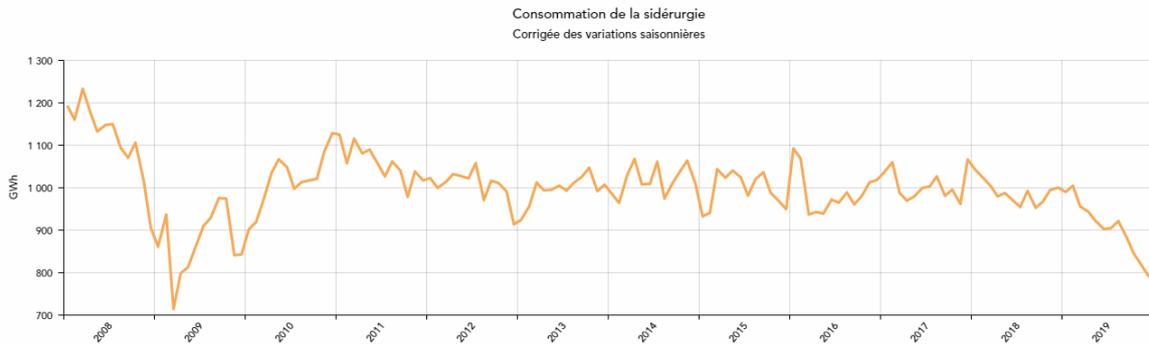
Métallurgie Construction automobile **Chimie** Transports ferroviaires Sidérurgie Papier carton



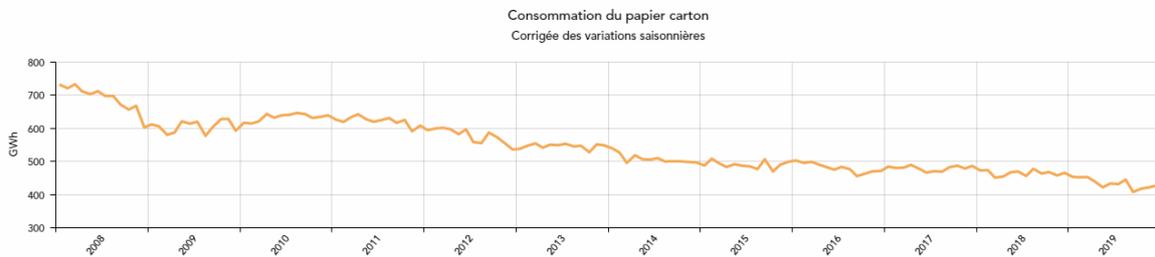
Métallurgie Construction automobile Chimie **Transports ferroviaires** Sidérurgie Papier carton



Métallurgie Construction automobile Chimie Transports ferroviaires **Sidérurgie** Papier carton



Métallurgie Construction automobile Chimie Transports ferroviaires Sidérurgie **Papier carton**



## L'interruptibilité des grands industriels activée deux fois en 2019

L'électricité se stockant difficilement, le réseau de transport doit assurer en permanence l'équilibre entre la production et la consommation. La fréquence du réseau reflète cet équilibre. Si la consommation devient supérieure à la production, la fréquence baisse, et inversement si la production est supérieure à la consommation, la fréquence augmente.

En France, le dispositif d'interruptibilité, défini par les textes législatifs et mis en œuvre par RTE depuis 2014, permet la baisse immédiate de consommation de sites grands consommateurs d'énergie, volontaires et rémunérés pour ce service. Ce dispositif, activé de manière automatique lorsque la fréquence du réseau chute en-dessous d'un certain seuil, contribue au rétablissement de la fréquence en diminuant le niveau de consommation. Il concerne aujourd'hui 22 sites industriels et représente une réserve de 1500 MW mobilisable en moins de 30 secondes.

Le dispositif a été activé pour la première fois au niveau national le jeudi 10 janvier 2019 à 21h, puis une seconde fois le 7 octobre à la même heure lors du passage de l'heure ronde. Ces périodes sont les plus délicates à gérer pour le réseau car elles correspondent à la variation des programmes d'échange d'électricité entre pays européens et induisent donc de façon simultanée l'arrêt, le démarrage et la modification de production de centrales partout en Europe.

Pour ces deux journées, d'autres événements concomitants (erreur de mesure sur une ligne entre l'Allemagne et l'Autriche le 10 janvier, perte d'un groupe de production le 7 octobre) ont accentué la baisse de fréquence, usuelle lors de ces changements de programme, et ont fait passer la fréquence sous le seuil d'activation du dispositif d'interruptibilité. Il est important de mentionner que le déclenchement du dispositif d'interruptibilité n'est pas lié à l'intermittence des énergies renouvelables.

En tout état de cause, il est nécessaire de préciser qu'un tel écart de fréquence ne fait pas peser à lui seul un risque de black-out sur le système européen. Il nécessite en revanche de mobiliser des moyens pour permettre de ramener la fréquence rapidement à 50 Hz. En France, l'utilisation de l'interruptibilité a montré que le mécanisme était capable de réagir correctement en temps réel et de contribuer au soutien de la fréquence.

# Sensibilité à la température et aux usages



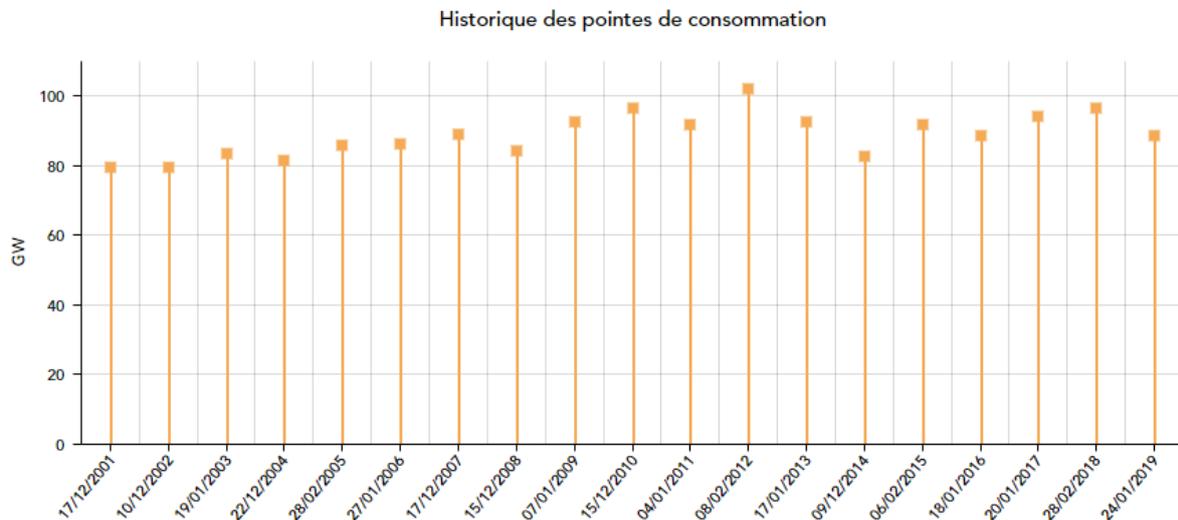
**88,5 GW**

Pointe de consommation  
électrique en hiver

## Pointe de consommation annuelle

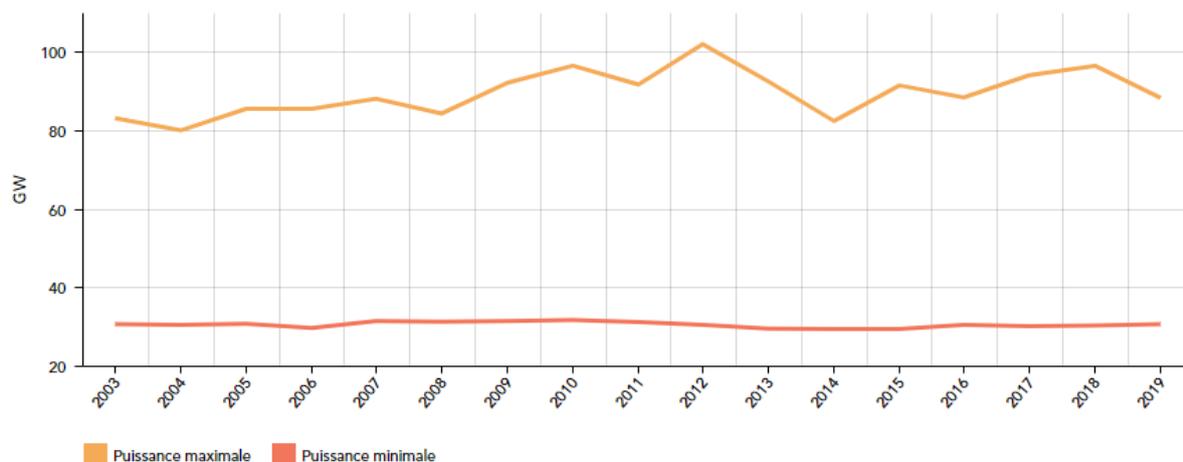
La consommation d'électricité atteint un pic de 88,5 GW le jeudi 24 janvier 2019 à 19h lors d'un épisode marqué de neige en plaine. Ce pic est dans la moyenne des 20 dernières années en France.

Le 25 juillet 2019, la consommation atteint sa pointe estivale de 59,1 GW proche du pic historique de juin 2017 avec 59,5 GW. Ce pic s'explique par un épisode de canicule et par une activité économique encore importante.



Le minimum de consommation, observé le dimanche 11 août 2019, atteint 30,8 GW.

Evolution des extrema annuels de consommation



Pour mieux comprendre

## Pourquoi des pics et des creux de consommation ?

### La consommation française dépend fortement de la saison, du jour et de l'heure

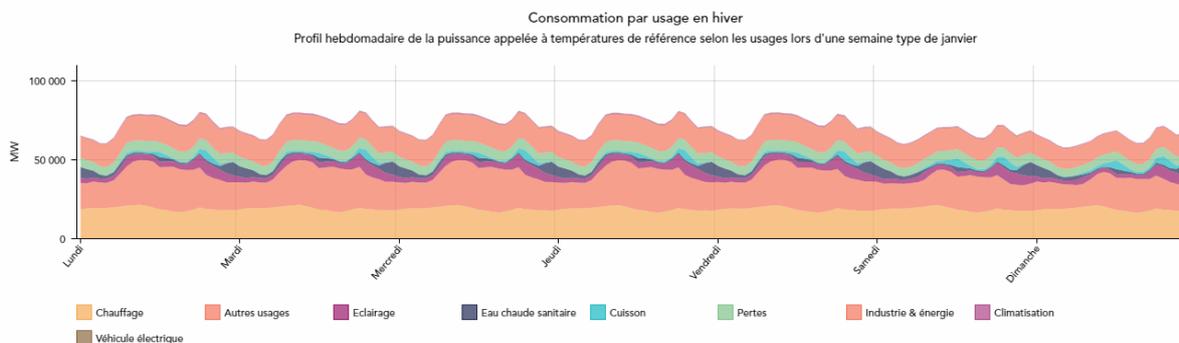
En hiver, l'utilisation du chauffage électrique entraîne une consommation plus importante qu'en été.

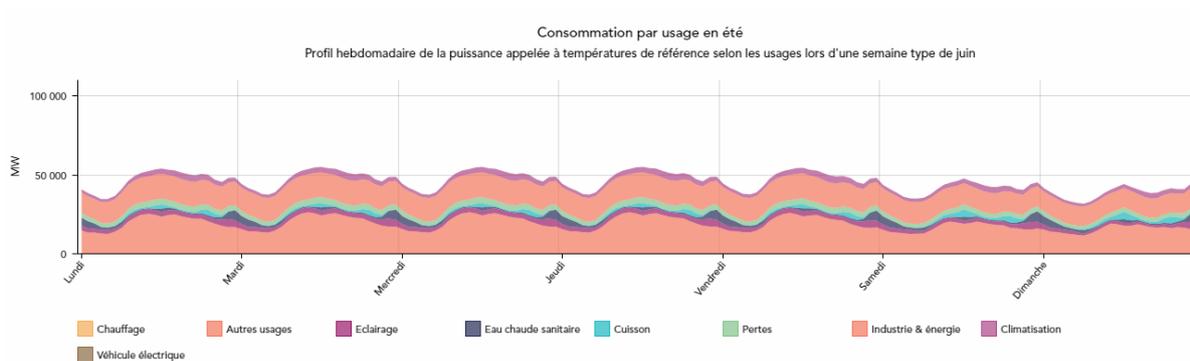
De même, l'activité de la population engendre une consommation plus élevée en semaine que le week-end.

Au cours de la journée, les usages de type éclairage et cuisson qui interviennent notamment le soir, lorsque les français rentrent chez eux, sont à l'origine du pic observé aux alentours de 19h.

## Consommation par usage

Les puissances horaires appelées\* sur les deux graphiques montrent une forte variabilité entre les saisons. Elle est due en majeure partie au chauffage l'hiver.



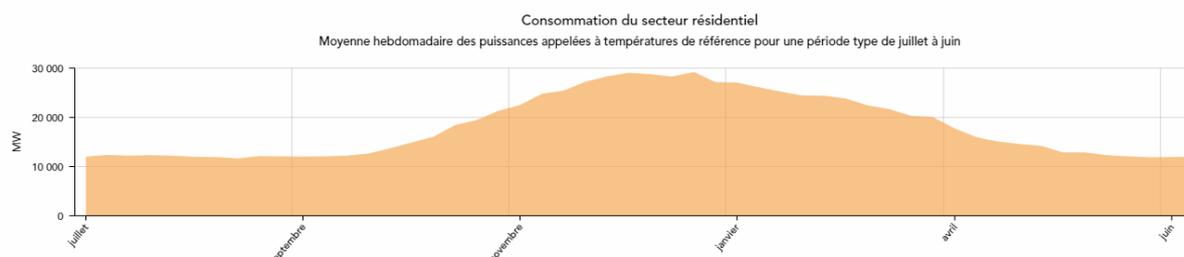
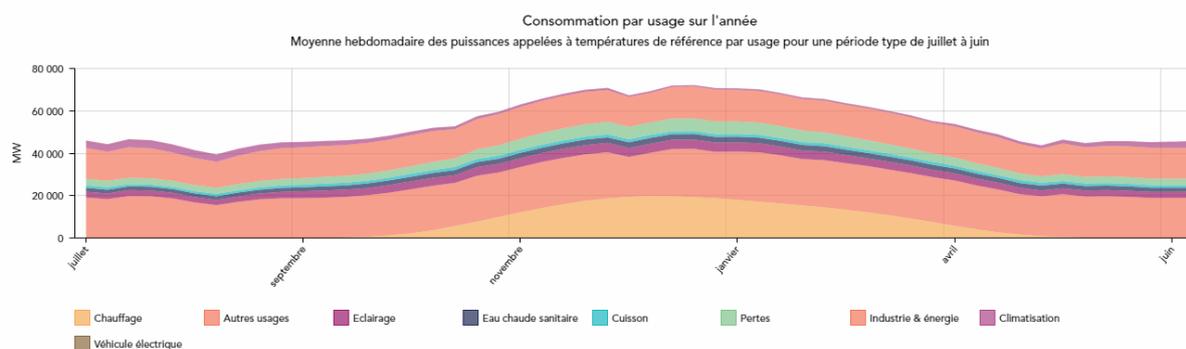


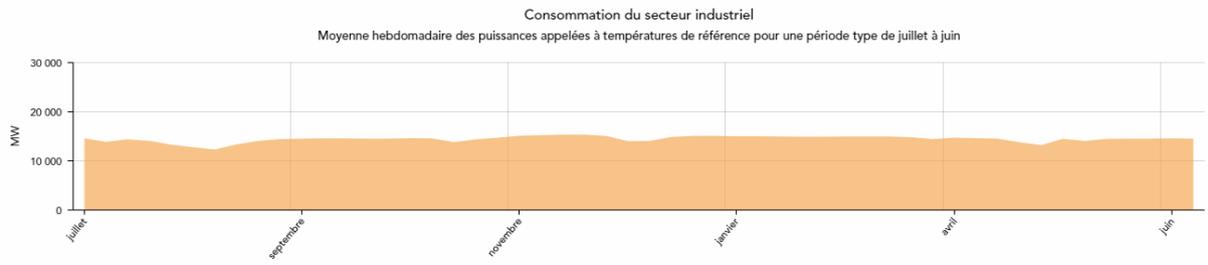
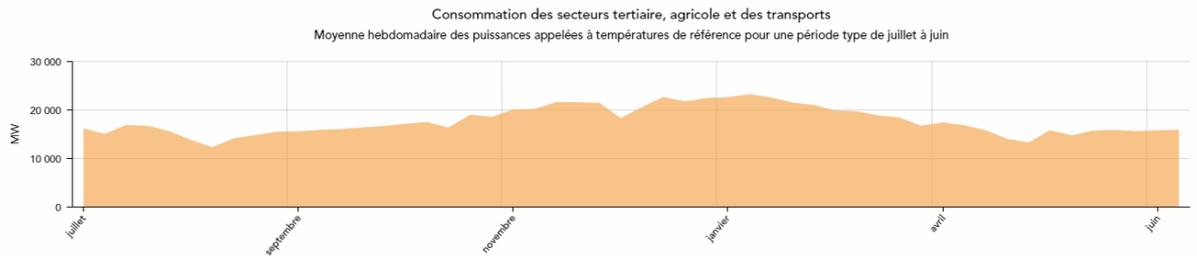
\*A noter, ces graphiques présentent les puissances appelées à températures de référence. En réalité, la variabilité de la consommation peut être bien plus importante.

## Consommation par secteur

Au cours d'une année, l'analyse de la consommation par secteur montre :

- un recours important au chauffage électrique l'hiver qui se retrouve dans la consommation du secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, dans celle du secteur tertiaire
- une brève diminution de la consommation fin décembre, dans le secteur tertiaire et dans celui de l'industrie. Cette baisse correspond aux fêtes de fin d'année où l'activité économique est moindre. Des diminutions sont également visibles pour ces deux secteurs lors des autres périodes de vacances scolaires (en août par exemple).

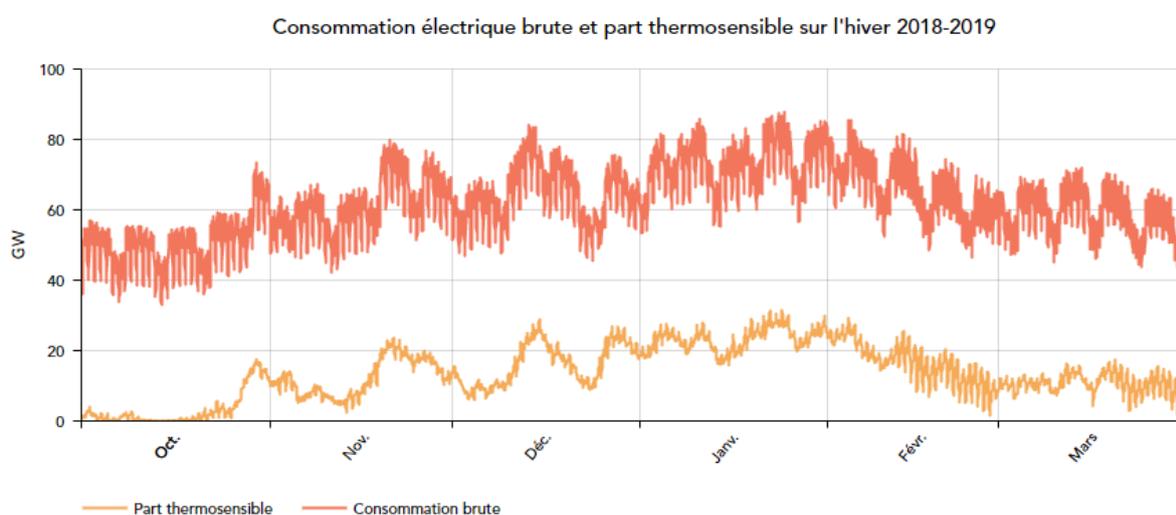




## En hiver, la consommation augmente de 2 400 MW par degré perdu

La consommation d'électricité en France dépend fortement de la température, notamment pendant les mois d'hiver en raison du parc important de chauffages électriques.

Pour établir les chiffres de consommation corrigée de l'aléa de température, RTE utilise un modèle qui vise à séparer la consommation en une part thermosensible et une part non thermosensible. La forme de la courbe de la consommation totale est imposée par la composante thermosensible.



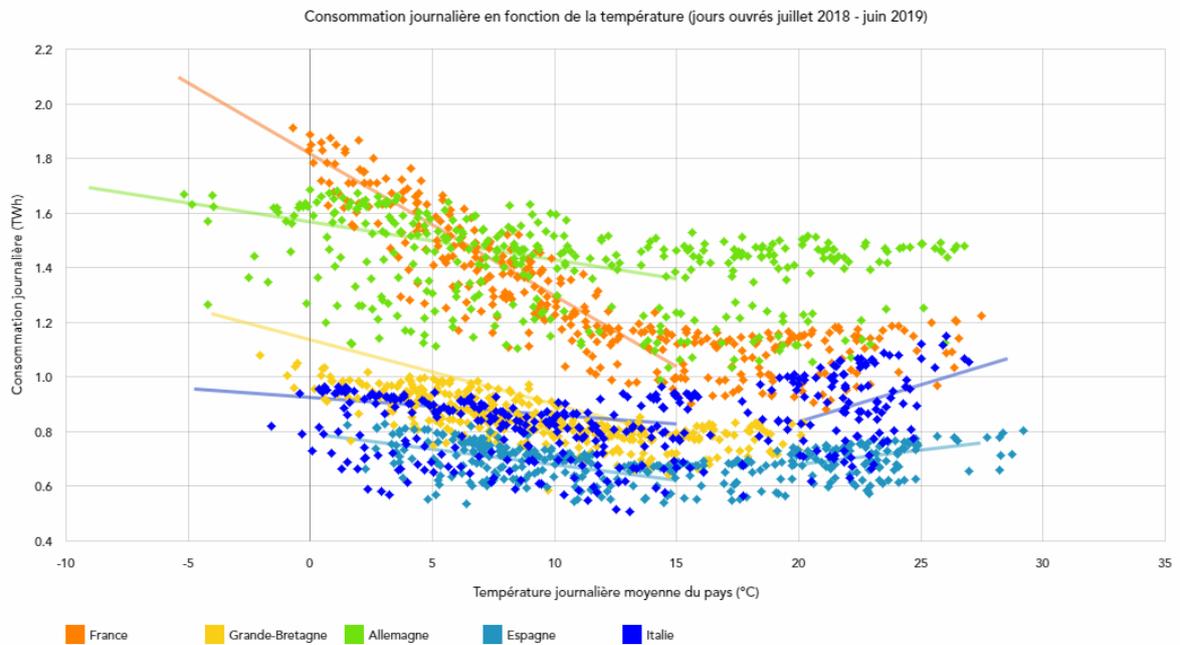
Cette sensibilité à la température de la consommation d'électricité est variable au cours de la journée. Elle est estimée en moyenne à environ 2 400 MW par degré Celsius en hiver.

## Les pays européens sont différemment thermosensibles

La consommation électrique d'un pays est une grandeur sensible à la température. En effet, la consommation est plus élevée lorsqu'il fait plus froid, du fait en particulier de l'utilisation du chauffage électrique. Ce phénomène, nommé thermosensibilité, est visible dans l'ensemble des pays européens, mais c'est en France qu'il est de loin le plus marqué.

Le graphique suivant est une manière de se rendre compte de l'existence de la thermosensibilité : sur une base journalière, il trace la consommation du pays en fonction de la température moyenne du pays. Les jours fériés ainsi que les périodes de Noël et du mois d'août ne sont pas représentés, car ils ont des niveaux de consommation trop bas par rapport aux jours classiques.

En dessous de 15°C, la consommation commence à augmenter lorsque la température diminue. La pente avec laquelle se fait cette augmentation est bien plus forte (de trois à cinq fois plus forte) pour la France que pour les autres pays. Pour certains pays, une thermosensibilité estivale est observée au-delà de 20°C. Ainsi, la consommation augmente avec la température en Espagne et particulièrement en Italie. Cela est dû entre autres à l'utilisation des appareils de climatisation.



## L'efficacité énergétique : une consommation domestique moins énergivore

Les appareils domestiques sont de plus en plus performants et sont sources d'économie sur la facture énergétique des ménages.

La consommation annuelle moyenne d'un ménage pour les usages domestiques était estimée à 2 350 kWh en 2017. Cette consommation serait divisée par deux pour un ménage qui ne compterait que des équipements performants (classe A+++).

Consommation unitaire domestique moyenne		2007 2550 kWh	2012 2500 kWh	2017 2350 kWh	Meilleure technologie 2018
Blanc	 Réfrigérateur	380 kWh	330 kWh	270 kWh	130 kWh
	 Congélateur indépendant	440 kWh	390 kWh	340 kWh	140 kWh
	 Lave-linge	190 kWh	180 kWh	160 kWh	130 kWh
	 Sèche-linge	410 kWh	400 kWh	370 kWh	130 kWh
	 Lave-vaisselle	250 kWh	230 kWh	200 kWh	140 kWh
TIC	 TV principale	220 kWh	230 kWh	200 kWh	70 kWh
	 Box TV/Internet	190 kWh	190 kWh	220 kWh	110 kWh
Cuisson	 Plaques électriques	260 kWh	230 kWh	210 kWh	160 kWh
	 Four	160 kWh	150 kWh	150 kWh	100 kWh
Éclairage	 Lampe	16 kWh	13 kWh	11 kWh	3 kWh

## Enjeux du développement de la mobilité électrique pour le système électrique

Le secteur des transports représente près de 30% de la consommation énergétique finale et près de 40% des émissions de gaz à effet de serre. Localement, il affecte la qualité de vie des Français. Fort de ce constat, les pouvoirs publics, aux niveaux national, européen et local, mettent en place des politiques visant à faire émerger une mobilité plus propre. Si les véhicules électriques ne constituent pas la seule solution pour décarboner le secteur des transports, l'essor de la mobilité électrique est désormais une certitude au regard des actions engagées par l'ensemble des acteurs de la filière. Dans ce cadre, RTE a été saisi de demandes régulières des parties prenantes pour poursuivre la démarche engagée dans le Bilan Prévisionnel 2017. En co-pilotage avec l'AVERE, RTE a mis en place un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties intéressées pour mener un travail de concertation et produire sur cette base, scénarios et analyses qui étudient les enjeux du développement de la mobilité électrique pour le système électrique français. Le [rapport](#) de ce groupe de travail a été publié le 15 mai 2019.

### Un système électrique en mesure d'accueillir le développement de l'électromobilité

- A l'horizon 2035, le développement de l'électromobilité représenterait au plus 10% de la consommation électrique totale. Le parc électrique décrit par la [PPE](#) est amplement suffisant pour couvrir ce nouvel usage. Les appels de puissance sont extrêmement différenciés selon le degré de pilotage et les caractéristiques générales des scénarios : entre +8 GW dans le cas d'un scénario contraignant pour le système électrique et -5.2 GW dans le cas d'un scénario très favorable, la pointe hivernale de consommation étant de l'ordre de 100 GW.
- Les trajets longs sont minoritaires dans les distances parcourues annuellement et les épisodes les plus contraignants se produisent à des moments (été, week-end) où le système électrique dispose de marges abondantes. Un point de vigilance concerne les vacances de Noël dans un scénario de vague de froid. C'est bien la mobilité du quotidien qui constitue le principal enjeu pour le système électrique, avec des appels de puissance qui pourraient se concentrer autour de 19h-21h si les recharges n'étaient pas pilotées.
- Bien que ne constituant pas un prérequis technique à l'intégration de la mobilité électrique, le développement du pilotage est une option sans regret pour le système électrique. En sus de lisser les recharges, il permettrait dans le cadre du parc électrique tel qu'il est décrit par la [PPE](#), d'adapter la consommation, à l'échelle de la journée et de la semaine, aux variations de production ENR dans des proportions très intéressantes.

### Articulation entre mix électrique et électrification des transports : des gains économiques significatifs

- La production d'électricité pour la recharge des véhicules électriques constitue une partie infime du coût complet de la mobilité et ne représente que 5% du coût complet du système électrique à l'horizon 2035. Ce poste de coût varie selon le degré de pilotage.
- La généralisation du pilotage conduit à des gains collectifs annuels de près de 1 M€ qui représentent à court terme une meilleure valorisation des ENR et une moindre modulation du parc nucléaire et à moyen terme, évitant le développement ou le maintien de capacités de pointe.

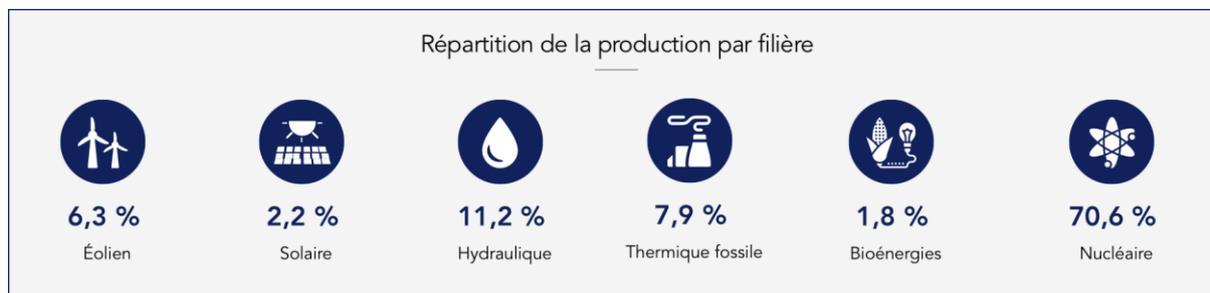
- L'articulation entre déploiement de la mobilité électrique et évolution du mix se traduit par :
  - une réduction des besoins de soutien public au développement des ENR
  - une meilleure stabilité des prix de l'électricité et la réduction des situations de prix faibles ou négatifs
  - des recharges au moment où le coût de l'électricité est le plus faible.

**Consultez le Bilan prévisionnel de RTE :**

Les prévisions de consommation ainsi que les évolutions liées aux usages sont détaillées dans [le Bilan prévisionnel de RTE](#) publié cette année.

# Production

## Production totale



## Une production d'électricité en baisse, particulièrement decarbonnée grâce au recul du charbon

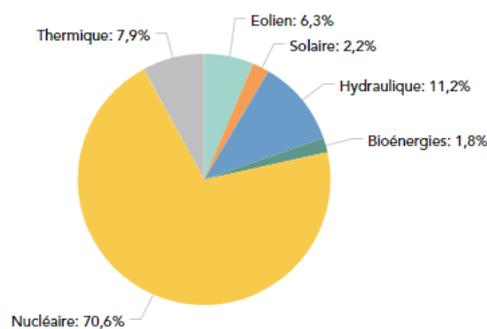
La production totale d'électricité en France s'établit à 537,7 TWh sur l'année 2019, soit une baisse de 2% (11 TWh) par rapport à 2018. Les énergies renouvelables fournissent plus de 21% de l'énergie électrique totale malgré une baisse de la production hydraulique de plus de 12% par rapport à 2018. La production éolienne augmente en effet fortement par rapport à 2018 (+21,2%), de même que la production solaire, en hausse significative de +7,8%.

La baisse de la production hydraulique ainsi qu'une diminution de la production nucléaire entraînent une hausse de la production thermique à combustible fossile (+9,8%) malgré un très fort recul de la production des centrales à charbon. L'augmentation de la production des centrales au fioul, importante cette année sur le réseau de distribution, est essentiellement liée à un fort déficit de production hydraulique en Corse. En effet, la production des centrales au fioul en Corse double par rapport à l'an dernier (1 TWh contre 0,5 TWh en 2018).

Energie produite	TWh	Variation 2019/2018	Part de la production
Production nette	537,7	-2%	100%
Nucléaire	379,5	-3,5%	70,6%
Thermique à combustible fossile	42,6	+9,8%	7,9%
<i>dont charbon</i>	1,6	-71,9%	0,3%
<i>dont fioul</i>	2,3	+26,5%	0,4%
<i>dont gaz</i>	38,6	+23,8%	7,2%
Hydraulique	60,0	-12,1%	11,2%
<i>dont renouvelable*</i>	55,5	-12%	10,3%
Eolien	34,1	+21,2%	6,3%
Solaire	11,6	+7,8%	2,2%
Bioénergies	9,9	+3,6%	1,8%
<i>dont biogaz</i>	2,6	+8,5%	0,5%
<i>dont biomasse</i>	2,7	-0,8%	0,5%
<i>dont déchets de papeteries</i>	0,2	-9,3%	0,0%
<i>dont déchets ménagers non renouvelables</i>	2,2	+4,8%	0,4%
<i>dont déchets ménagers renouvelables</i>	2,2	+4,8%	0,4%

2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019

Energie produite



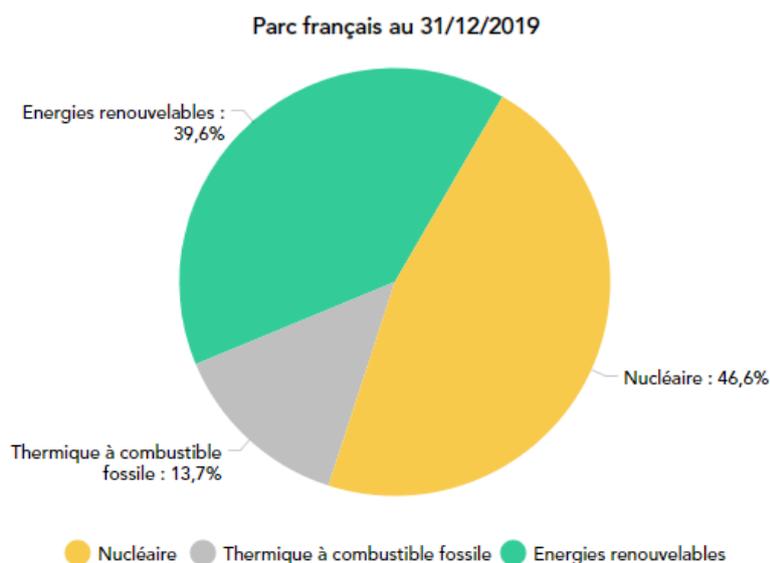
## Détail de la production thermique à combustible fossile par technologie

Energie produite	TWh	Variation 2019/2018	Part de la production totale
<b>Production nette thermique fossile</b>	42,6	+9,8%	7,9%
<b>Charbon</b>	1,6	-71,9%	0,3%
<b>Fioul</b>	2,3	+26,5%	0,4%
<i>turbines à combustion</i>	0,2	-17,4%	0,04%
<i>cogénérations</i>	0,7	-14,6%	0,1%
<i>autres*</i>	1,4	+47,6%	0,3%
<b>Gaz</b>	38,6	+23,8%	7,2%
<i>turbines à combustion</i>	0,1	+53%	0,02%
<i>cycles combinés gaz</i>	23,6	+35,2%	4,4%
<i>cogénérations</i>	12,1	+5,2%	2,3%
<i>autres*</i>	2,8	+29,2%	0,5%

## Parc installé : le développement des énergies renouvelables se poursuit

En France métropolitaine, la puissance installée du parc de production d'électricité s'élève à 135,3 GW. Elle progresse de 2,3 GW (+1,7%) par rapport à décembre 2018. Ce sont les filières éolienne et solaire qui comptent pour l'essentiel de cette augmentation, conformément aux objectifs de la PPE.

	Puissance installée au 31/12/2019	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2018	Evolution MW	Part du parc installé
Nucléaire		63 130	0%	0	46,6%
Thermique à combustible fossile		18 589	-0,3%	-51,8	13,7%
<i>dont charbon</i>		2 997	0%	0	2,2%
<i>dont fioul</i>		3 401	-2,8%	-96,6	2,5%
<i>dont gaz</i>		12 191	+0,4%	+44,8	9,0%
Hydraulique		25 557	+0,1%	+21	18,9%
Eolien		16 494	+9%	+1 360	12,2%
Solaire		9 435	+10,4%	+890	7%
Bioénergies		2 122	+3,7%	+75	1,6%
<i>dont biogaz</i>		499	+8,4%	+38,6	0,4%
<i>dont biomasse</i>		674	+3,5%	+22,8	0,5%
<i>dont déchets de papeterie</i>		51	-10,6%	-6	0,04%
<i>dont déchets ménagers</i>		897	+2,2%	+19,5	0,7%
<b>Total</b>		<b>135 328</b>	<b>+1,7%</b>	<b>+2 295</b>	<b>100%</b>

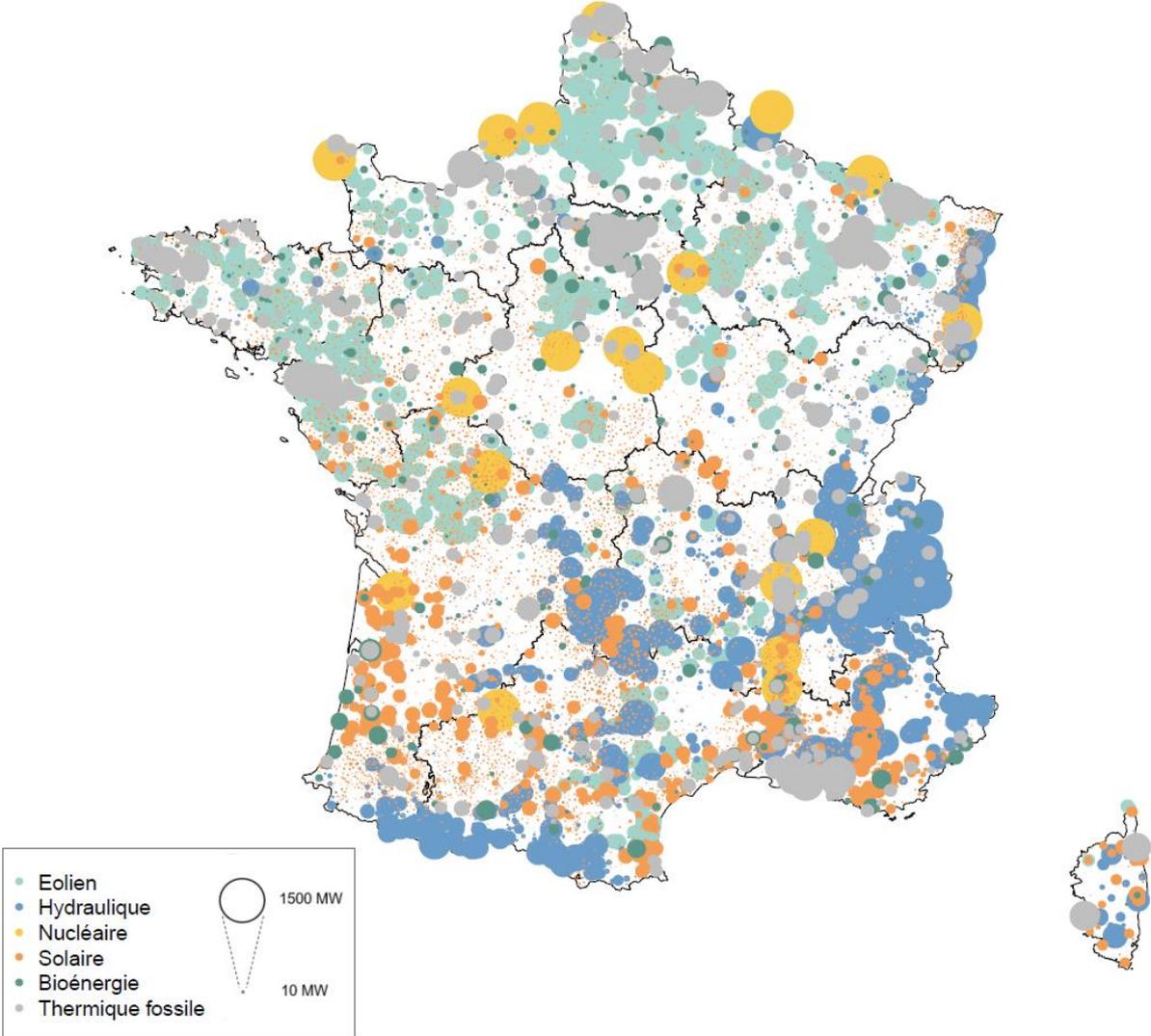


## Parc thermique à combustible fossile détaillé par technologie

	Puissance installée au 31/12/2019	Puissance MW	Evolution par rapport au 30/12/2018	Evolution MW	Part du parc installé
<b>Charbon</b>		2 997	0%	0	2,2%
<b>Fioul</b>		3 401	-2,8%	-97	2,5%
<i>turbines à combustion</i>		1 402	0%	0	1%
<i>cogénérations</i>		492	0%	0	0,4%
<i>autres*</i>		1 507	-6,0%	-97	1,1%
<b>Gaz</b>		12 191	+0,4%	+45	9,0 %
<i>turbines à combustion</i>		703	0%	0	0,5%
<i>cycles combinés gaz</i>		6 258	0%	0	4,6%
<i>cogénérations</i>		4 903	+0,9%	45	3,6%
<i>autres*</i>		327	+0,1%	+0,2	0,2%
<b>Total</b>		18 589	-0,3%	-51	13,7%

# Carte des installations de production en France

Puissance et localisation des installations en France



## Energie et puissance : quelle différence ?

### Mieux comprendre la différence entre puissance et énergie

La puissance (en watt, symbole W) d'un moyen de production mesure sa capacité à délivrer une quantité d'énergie par unité de temps. Le wattheure (Wh) est utilisé pour quantifier l'énergie délivrée : 1 Wh correspond à l'énergie produite par un moyen de production d'une puissance de 1 W pendant une durée d'une heure ( $1 \text{ W} \times 1 \text{ h}$ ).

Outre le kilowattheure ( $\text{kWh} = 10^3 \text{ Wh}$ ), de plus grands multiples du wattheure sont souvent utilisés lorsqu'il est question de production électrique : le mégawattheure ( $\text{MWh} = 10^6 \text{ Wh}$ ), le gigawattheure ( $\text{GWh} = 10^9 \text{ Wh}$ ) ou encore le térawattheure ( $\text{TWh} = 10^{12} \text{ Wh}$ ). L'énergie consommée en une heure correspond à la puissance appelée pendant cette durée de temps.

---

### Focus

---

## Découvrez le registre national des installations de production d'électricité et de stockage

Depuis 2017, les principales caractéristiques des installations françaises de production et de stockage sont détaillées sur l'OpenData Réseaux Energie et mises à jour mensuellement. Parmi les informations disponibles, vous retrouverez la localisation, la filière, le combustible, la puissance, l'énergie annuelle, etc.

Ces données sont mises à disposition par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de France métropolitaine et d'Outre-mer, et vous pouvez les retrouver [ici](#).

# Production d'électricité d'origine nucléaire

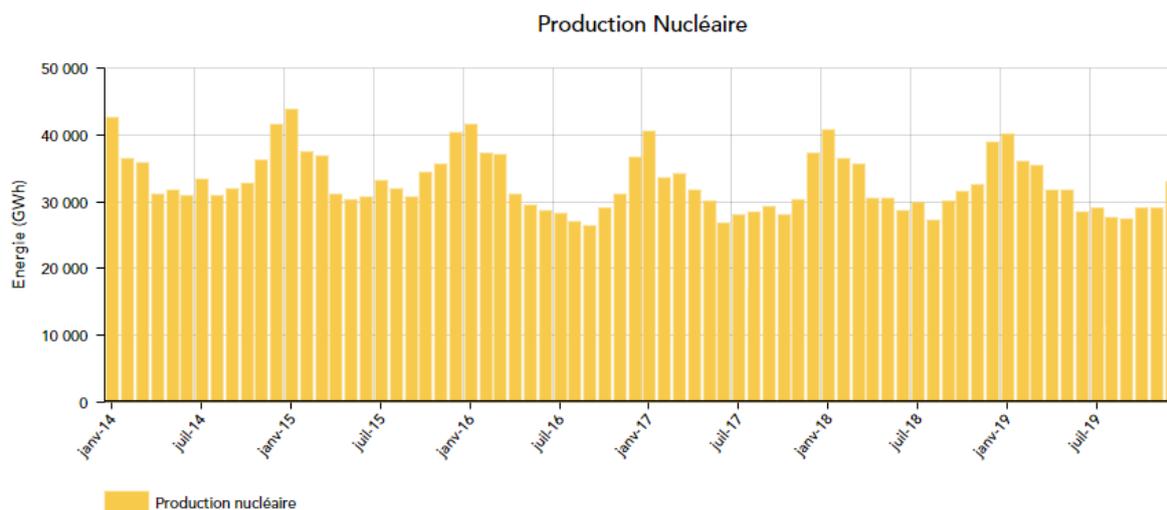


- 3,5 %

Production nucléaire

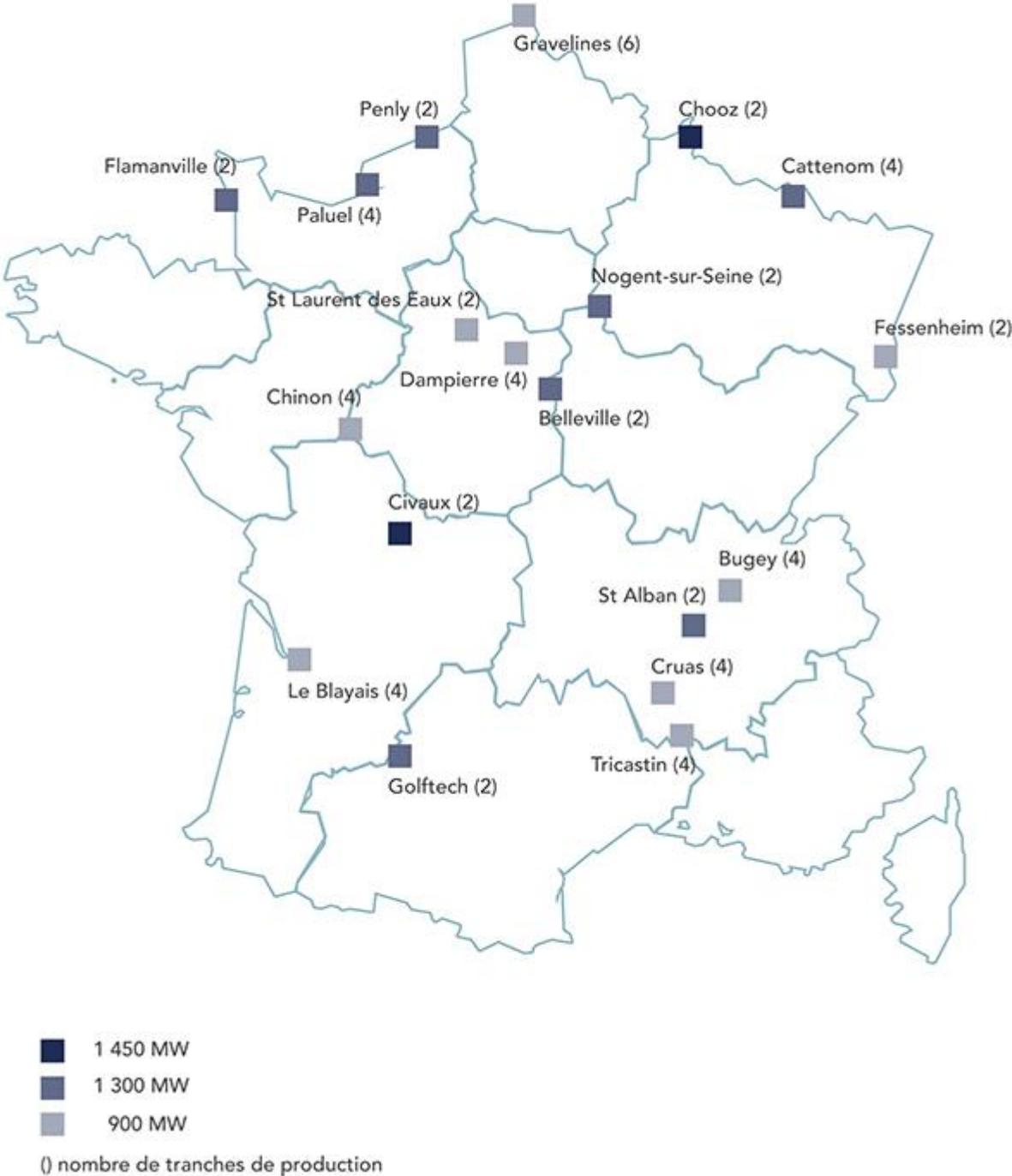
## Une production nucléaire en légère baisse

Avec 63,1 GW la capacité de production nucléaire reste stable. Elle représente près de 47% de la capacité totale française (135,3 GW). La production nucléaire sur l'année est en baisse de 3,5% (13,7 TWh). Elle représente 70,6% de la production totale d'électricité en France; ce qui correspond au taux le plus faible depuis 1989. La baisse de la production d'origine nucléaire s'explique essentiellement par une moins bonne disponibilité des centrales.



# Répartition des centrales nucléaires en France

## Centrales nucléaires



# Une indisponibilité du parc nucléaire en hausse

En 2019, l'indisponibilité nucléaire moyenne est en légère hausse et atteint **17,7 GW** contre **16,3 GW en 2018**.

Focus

## Les indisponibilités nucléaires en 2019

En France, la production d'électricité repose très largement sur l'électricité d'origine nucléaire (plus de 70% de la production totale en 2019). Cette caractéristique entraîne des spécificités en matière d'exploitation du système électrique, dont une forte dépendance aux performances du parc nucléaire. Hormis les indisponibilités techniques ou réglementaires, le nucléaire est un moyen de production dit « de base », qui produit donc toute l'année une quantité d'électricité relativement stable.

Depuis 2015, le règlement européen transparence stipule que tout producteur et pour toute technologie de centrale, a l'obligation de publier une indisponibilité de production supérieure à 100 MW, dès qu'elle est connue ou programmée jusqu'à trois ans en amont.

En France, les centrales nucléaires sont conçues pour être exploitées pendant au moins 40 ans. Pendant cette période, la maintenance est organisée avec des arrêts réguliers des tranches. Deux types d'indisponibilité sont déclarés sur la [plateforme européenne transparence](#).

### Programmées :

Tous les 12 ou 18 mois environ selon le palier technique, chaque réacteur est arrêté pendant un mois environ pour recharger en combustible une partie du cœur du réacteur ou pendant plusieurs mois pour effectuer un rechargement complété par des travaux de maintenance plus lourde. Par ailleurs, tous les dix ans, une inspection décennale détaillée et complète du réacteur est effectuée, en particulier des principaux composants (cuve, circuit primaire, générateurs de vapeur, enceinte de confinement...).

L'exploitant veille à programmer au maximum ces arrêts en dehors de l'hiver, mais compte tenu de la capacité importante du parc et d'un jeu important de contraintes (réglementaires ou industrielles notamment) celui-ci est contraint de foisonner les arrêts dans l'année et d'en programmer certains en hiver.

La durée initiale d'une indisponibilité programmée est susceptible d'être ajustée, souvent à la hausse, en fonction de complications ou d'évènements apparus durant l'indisponibilité. Des indisponibilités programmées peuvent aussi consister à déclarer momentanément une baisse de la puissance maximale disponible (typiquement au retour d'un arrêt long lorsque la montée de charge s'étend sur plusieurs jours).

## Fortuites :

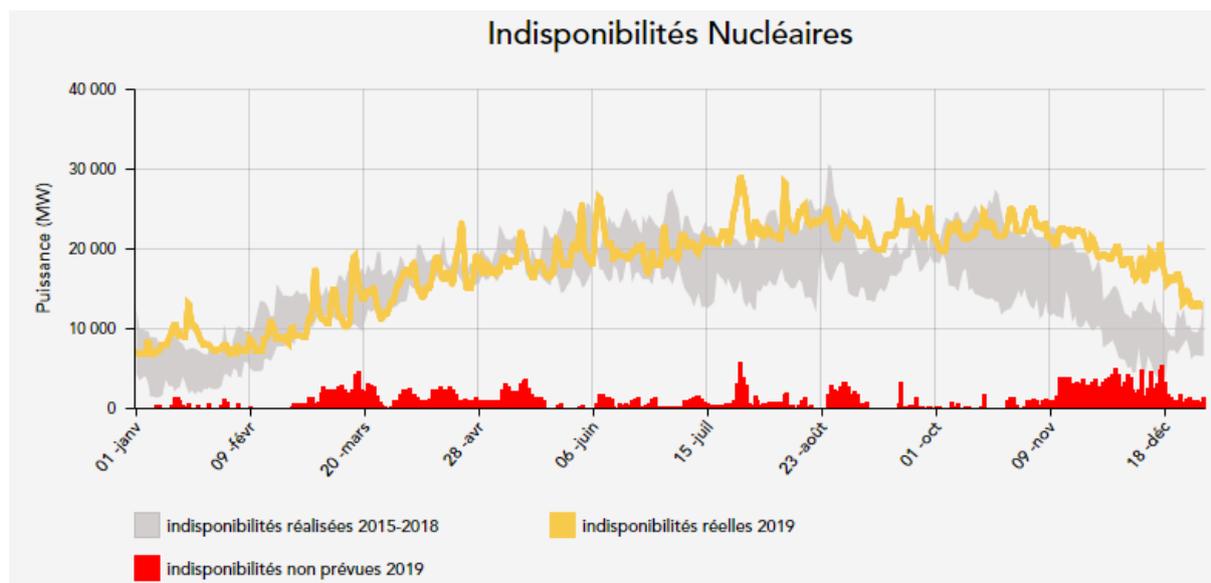
Elles font généralement suite à une panne technique, ou à une contrainte réglementaire qui oblige la diminution de puissance ou même l'arrêt du réacteur concerné.

Dans ce contexte, l'équilibre offre-demande (principalement en hiver) peut être contraint par le planning de maintenance des centrales nucléaires décidé par l'exploitant, mais surtout par des arrêts de réacteurs non prévus, liés à la prolongation d'arrêts planifiés, à des conditions climatiques ou environnementales particulières, à des mouvements sociaux ou à des décisions prises par l'Autorité de Sûreté nucléaire ([ASN](#)).

## Des indisponibilités en hausse en 2019

En 2019, la disponibilité moyenne du parc nucléaire est en légère baisse et atteint **45,4 GW** contre **46,8 GW** en 2018.

Sur le graphique ci-dessous, en gris : la plage d'indisponibilité constatée entre 2015 et 2018, en jaune l'indisponibilité nucléaire programmée constatée en 2019 et en rouge le volume d'indisponibilité fortuite toujours pour 2019.



La part des indisponibilités déclarées comme programmées représente l'essentiel des indisponibilités totales. Elles sont naturellement plus élevées sur les mois les plus doux de l'année, afin d'assurer une meilleure disponibilité en hiver, lorsque la demande d'électricité est plus importante.

## Points marquants de l'année :

### **18 au 21 janvier :**

Fin janvier, de nombreuses difficultés techniques affectent le parc nucléaire, dégradant fortement la disponibilité par rapport aux moyennes historiques. Cela a conduit à une situation de forte vigilance notamment pour l'alimentation de la partie Grand Ouest en France.

## **24 et 25 juillet :**

Le 24 et le 25 juillet, dans le cadre du second épisode de canicule, six centrales nucléaires baissent leur puissance pour respecter les contraintes environnementales. (SAINT-ALBAN, BUGEY, DAMPIERRE, GOLFECH, TRICASTIN et BLAYAIS)

Rte a montré, lors du premier retour d'expérience sur les épisodes caniculaires, que toutes les filières de production (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, gaz) étaient affectées à la baisse lors des périodes de canicule. Ceci est le cas pour les centrales nucléaires : l'exploitant peut en effet être contraint par la réglementation environnementale d'arrêter ou de diminuer la production de certains sites pour respecter les limites de température de l'eau des fleuves. Dans le fonctionnement d'une centrale nucléaire en bord de fleuve, l'eau de celui-ci est en effet utilisée pour refroidir la vapeur du circuit secondaire qui alimente les turbines, avant d'être rejetée dans le fleuve (dans le cas où la centrale n'est pas équipée de tour aéro-réfrigérante). Cette eau ne doit pas dépasser une certaine température pour ne pas modifier l'équilibre environnemental du fleuve. Par ailleurs, le prélèvement en eau peut être contraint par des débits minimums. Chaque centrale dispose donc de limites particulières liées aux spécificités géographiques, techniques ou environnementales.

A noter qu'en 2018, quatre réacteurs en bord de Rhône avaient ainsi dû être arrêtés pour une courte période.

## **11 novembre :**

Un tremblement de terre d'une magnitude de 5,4 sur l'échelle de Richter survient en Ardèche dans les environs de la ville du Teil.

Suite au tremblement de terre, la centrale de CRUAS interrompt pour contrôles la production des réacteurs 2,3 et 4. Cet arrêt représente une perte de disponibilité de 2 700 MW de production.

L'arrêt des groupes correspond à une procédure classique afin que l'exploitant puisse effectuer un audit approfondi des conséquences d'un tel tremblement de terre.

## **Mois de décembre :**

Le mois de décembre 2019 connaît une forte indisponibilité qui progresse en moyenne de 6 GW par rapport à la moyenne des quatre dernières années.

Malgré un retour la seconde semaine de décembre de trois des groupes de CRUAS, décembre est marqué par une période de grève et des difficultés techniques sur plusieurs groupes nucléaires.

De nombreuses fins d'arrêts pour maintenance sont repoussées à 2020, dépassant les dates de remise en marche initiales.

Conformément aux éléments rendus public dans le cadre des analyses complémentaires au Bilan prévisionnel 2018 et à l'analyse prévisionnelle de l'hiver 2019-2020, un risque d'écroulement de tension dans le quart Nord-Ouest existe. En cas d'absence de moyen de production locaux suffisant, le transport longue-distance a pour effet d'entraîner une chute de tension qui peut être marquée si la consommation de cette zone est élevée.

RTE reste particulièrement attentif pour cet hiver 2019-2020, à la disponibilité de l'ensemble des moyens de production qui permettent de maîtriser le risque d'écroulement de la tension et en particulier au planning retardé des retours des groupes de Flamanville.

# Production d'électricité d'origine thermique à combustible fossile

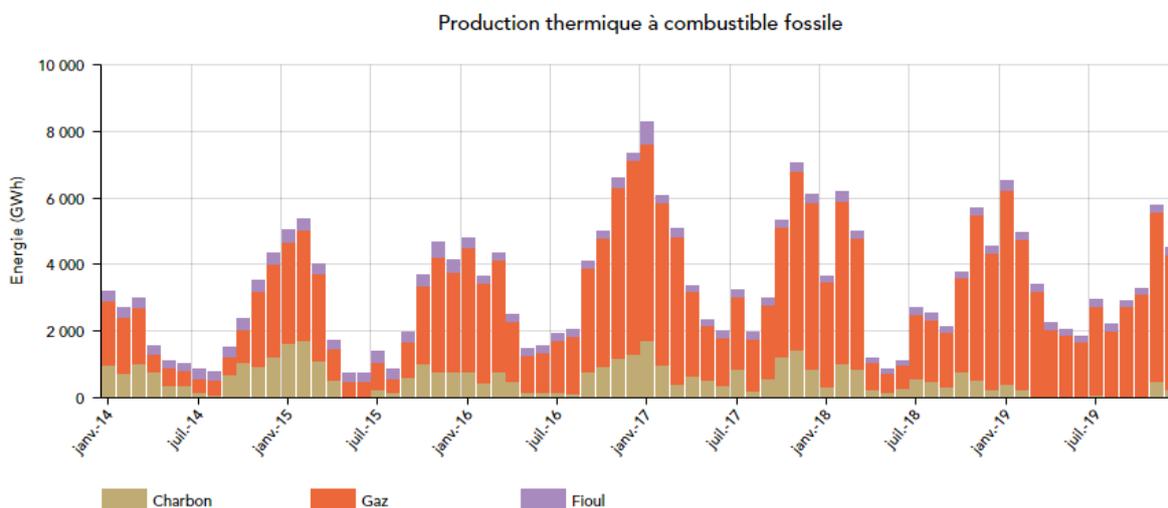


- 72 %

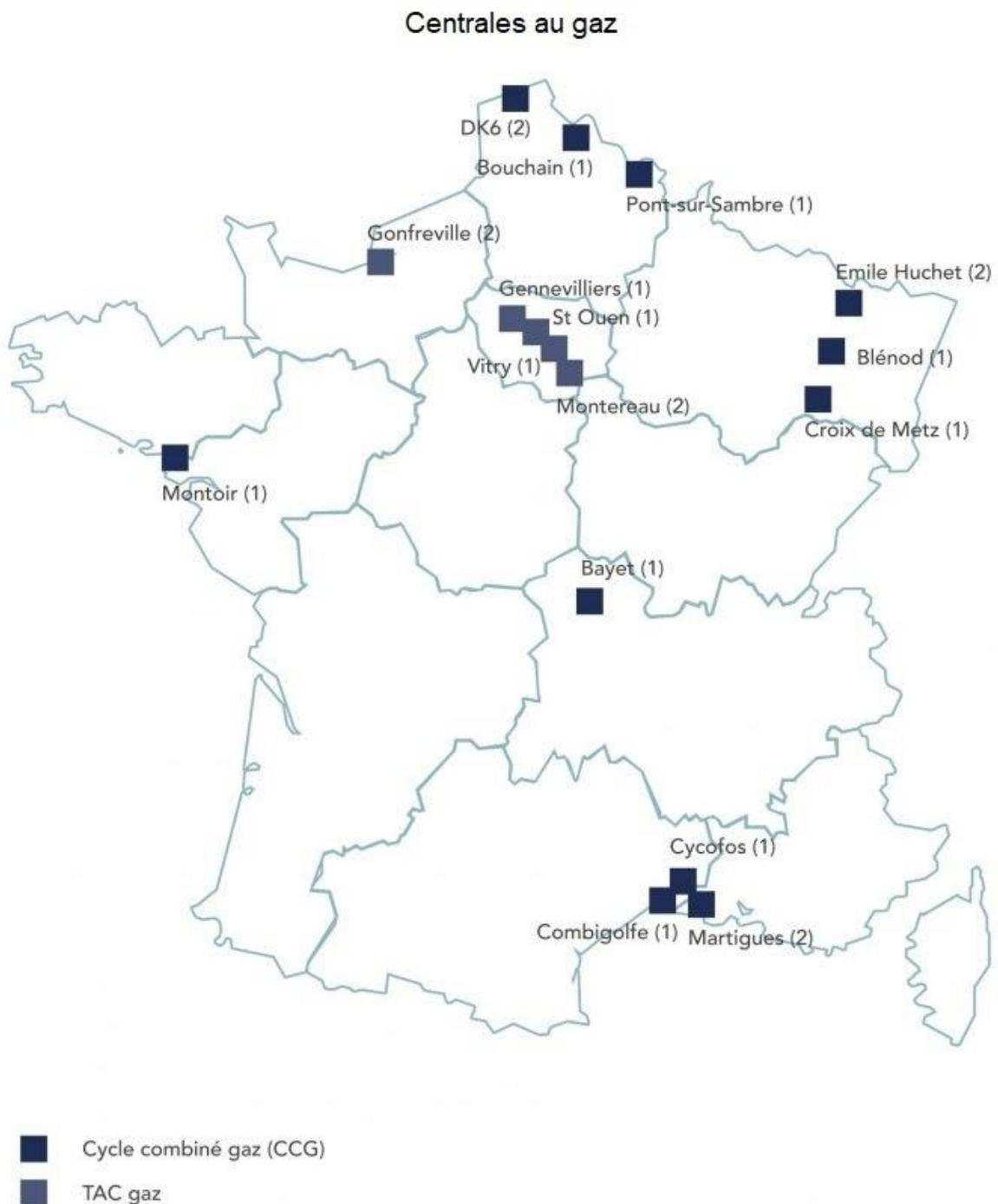
Production des centrales à charbon

## Une production d'électricité d'origine thermique à combustible fossile en augmentation

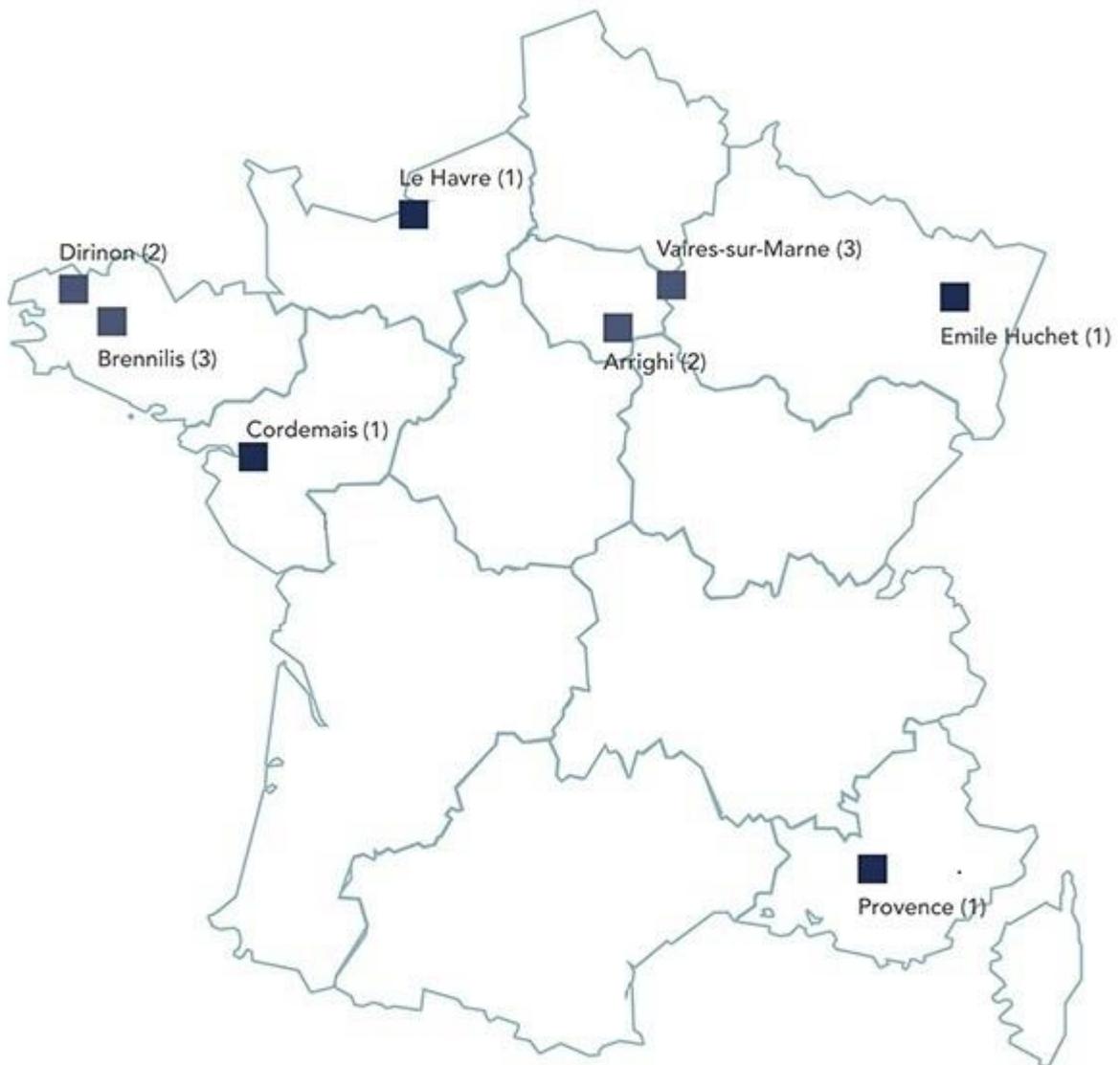
La baisse des productions hydraulique et nucléaire en 2019 a pour conséquence une mobilisation plus importante des installations thermiques à combustible fossile. La production de cette filière a ainsi augmenté de 9,8% par rapport à celle de 2018. La production thermique au gaz, en nette augmentation (+23,8%), représente la grande majorité de cette hausse alors que la production charbon est en très forte baisse (-71,9%). La production au fioul, (+26,5%) a augmenté principalement sur les installations de production connectées aux réseaux de distribution notamment en Corse qui subit une forte baisse de sa production hydraulique dû à un déficit de stock.



# Répartition des centrales thermiques à combustible fossile en France

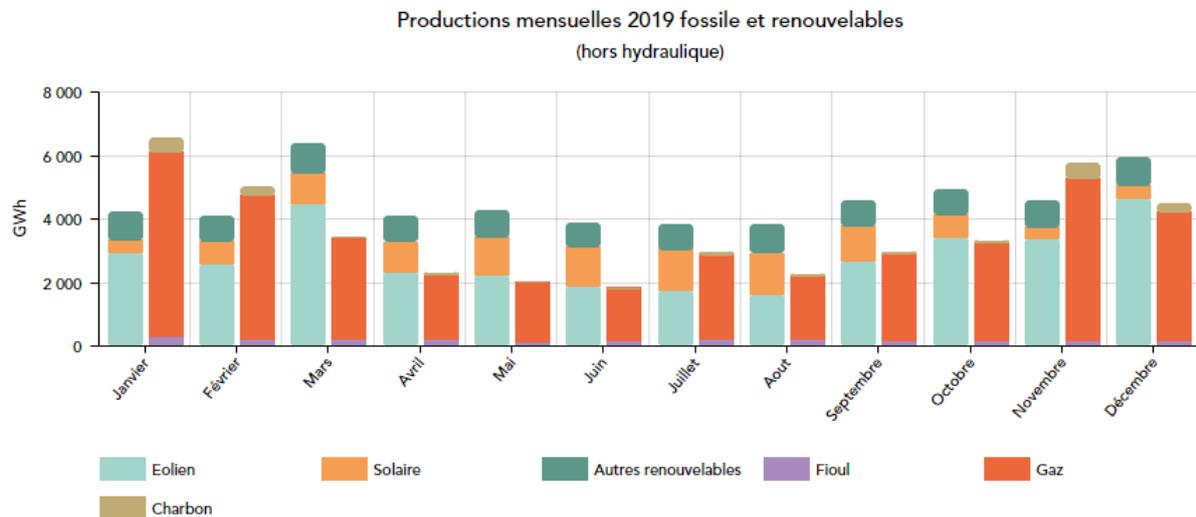


## Centrales à charbon et à fioul (TAC)



- Charbon
- Turbine à combustion Fioul (TAC)

# Energies fossiles et renouvelables en 2019



Les centrales de production thermique à combustible fossile ont été le plus fortement sollicitées sur les mois de janvier, février, et novembre. En décembre, elles ont été sollicitées dans une moindre mesure, en particulier en raison d'une forte production d'électricité d'origine éolienne (plus de 4,7 TWh).

La majorité de la production d'électricité d'origine thermique à combustible fossile provient de centrales à gaz : plus de 5,8 TWh en janvier, de 4,5 TWh en février et de 5,1 TWh en novembre. On peut noter aussi une production thermique à combustible fossile importante lors de la pointe de consommation estivale du mois de juillet.

La production d'électricité au moyen de charbon a très fortement diminué par rapport à 2018, et est concentrée sur les mois de janvier (426 GWh), novembre (474 GWh) et décembre (253 GWh). Cette baisse est directement liée à la forte baisse du cours du gaz cette année qui favorise les centrales à gaz ainsi qu'à la hausse du cours des quotas européens de CO<sub>2</sub>.

## Les centrales au charbon en 2019

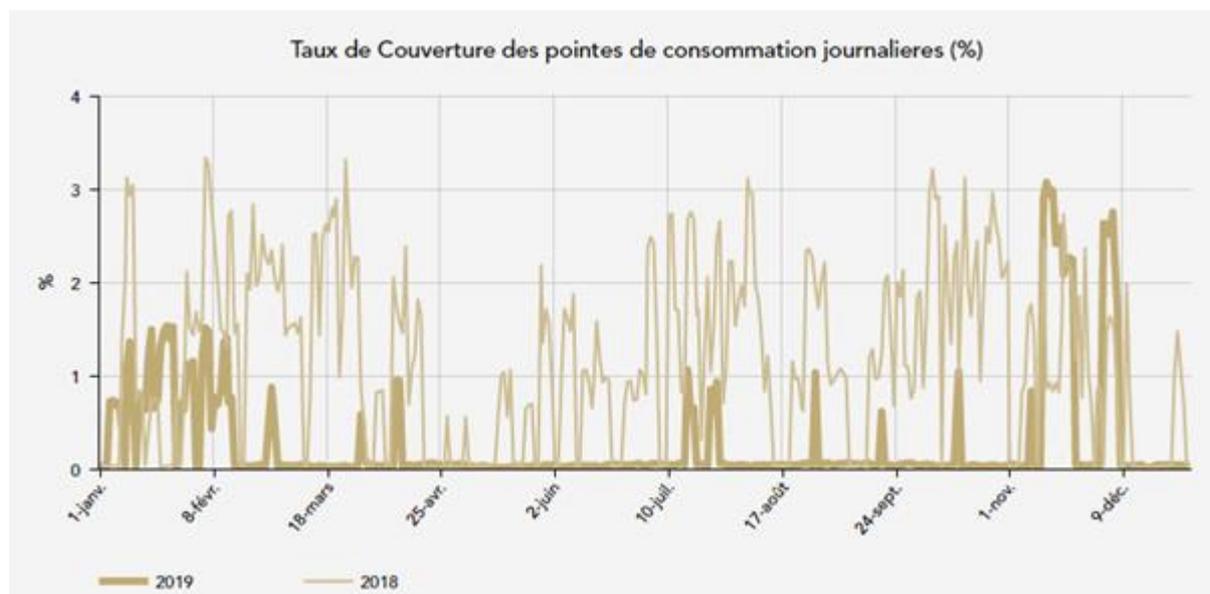
Dès 2017, le gouvernement a annoncé sa volonté de fermer les dernières centrales au charbon à l'horizon 2022. L'article 3 de la loi énergie-climat crée un dispositif qui plafonne le niveau d'émissions et donc la durée de fonctionnement des centrales à charbon en France métropolitaine à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022. L'objectif s'inscrit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en début d'année 2019.

Les quatre centrales au charbon concernées et encore en fonctionnement en France sont les centrales de Cordemais, Le Havre, Saint-Avold et Gardanne.

La puissance installée des centrales au charbon (cinq groupes de production) est de 3 GW soit environ 2,2% du parc installé en France.

L'année 2019 est marquée par une forte réduction de la durée de fonctionnement des centrales au charbon. La production descend à 1,6 TWh, soit environ 3,5 fois moins qu'en 2018 avec une disponibilité des centrales inférieure, passant en moyenne de 1 815 MW en 2018 à 1 674 MW en 2019. Cette baisse s'explique surtout par un espace économique aujourd'hui réduit pour ces centrales (voir plus bas) et dans une moindre mesure par les mouvements de grève ayant affecté les différentes centrales au charbon en France.

Production des centrales au charbon :

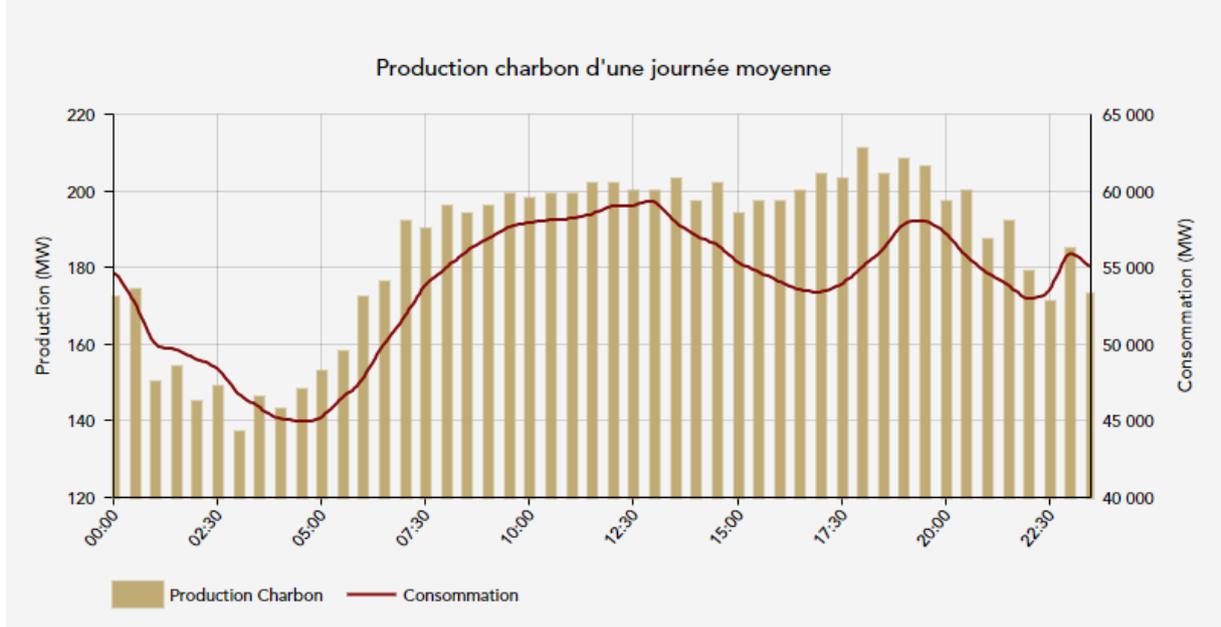


A partir de février, les centrales au charbon sont beaucoup moins sollicitées, même si leur production reprend ponctuellement lors des épisodes de canicule en seconde partie de juillet, en partie pour compenser une baisse de la [production nucléaire](#) liée au planning de maintenance et au respect des contraintes environnementales dans cette période de forte température et de sécheresse. Fin novembre et début décembre, les centrales à charbon sont à nouveau sollicitées avec la hausse de la consommation et un

taux de disponibilité du nucléaire encore faible à l'entrée de l'hiver, notamment au moment de l'indisponibilité imprévue des réacteurs de Cruas.

Le taux de couverture est en forte baisse sur les pointes de consommation en 2019 par rapport à 2018. Les centrales au charbon ont beaucoup moins participé à la couverture des pics de consommation observés cette année, avec un taux moyen de couverture de 0,20% en 2019 contre 1,18% en 2018.

Sur une journée moyenne de 2019, la production charbon atteint en moyenne son niveau le plus bas à 3h à 137 MW et la plus élevée à 18h à 211 MW au moment où la consommation remonte vers la pointe du soir. De manière générale, les centrales n'interrompent pas totalement leur production dans les creux d'activité afin de pouvoir être disponibles lors du palier du matin et de la pointe du soir.



### Fonctionnement :

Pour produire de l'électricité, chaque producteur cherche à couvrir ses coûts fixes et variables. En conséquence, une centrale au charbon ne produit généralement que si elle couvre à minima ses coûts variables, qui sont principalement liés au prix du combustible et au prix des certificats d'émission de CO<sub>2</sub>. Dans les conditions actuelles, le coût variable de production des centrales au charbon française apparaît élevé dans l'ordre de préséance économique européen (base, puis semi-base puis pointe). Les centrales au charbon constituent des moyens de semi-base conçus pour fonctionner assez longtemps de manière à couvrir des coûts fixes assez élevés. A mesure de l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub>, elles deviennent progressivement les plus coûteuses des moyens de semi-base dans l'interclassement économique. Leur fonctionnement se concentrant durant des durées de plus en plus faibles, la couverture des coûts fixes devient de plus en plus difficile à assurer.

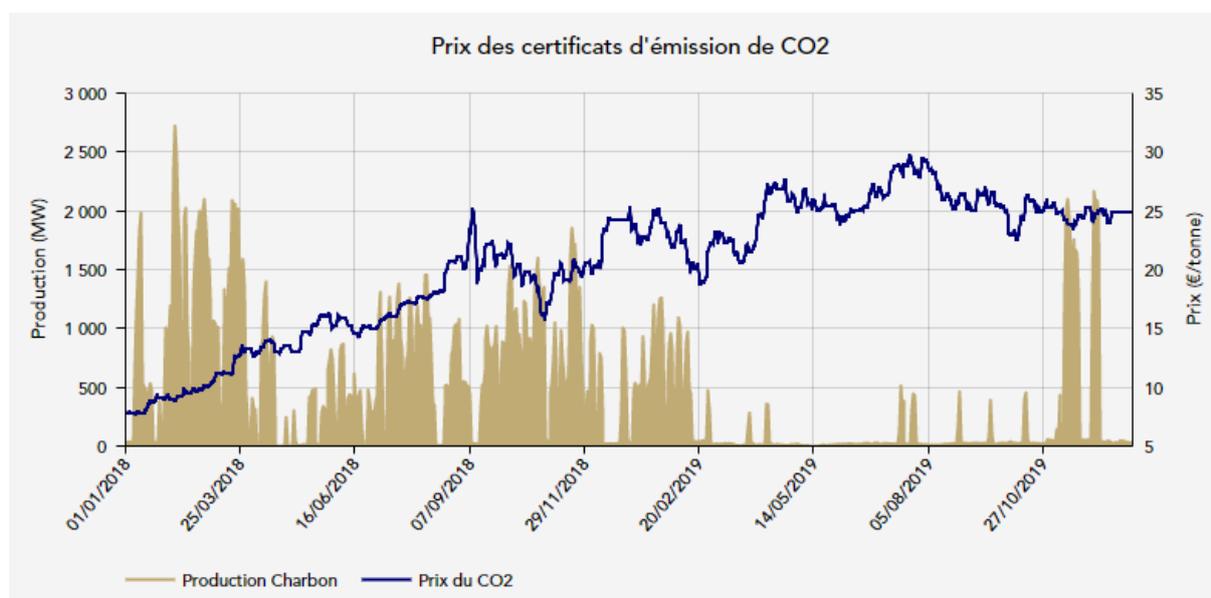
### Les facteurs influents :

Plusieurs facteurs technico-économiques entrent en jeu dans le fonctionnement d'une centrale au charbon : le prix du charbon, le prix des certificats d'émission de CO<sub>2</sub> et la parité de change entre l'euro et le dollar.

- **Le prix du certificat d'émission de CO<sub>2</sub> en forte croissance :**

S'il est émetteur de CO<sub>2</sub>, chaque producteur doit compenser les émissions de sa production par l'achat d'un volume équivalent de certificats européens d'émission. Le charbon est un combustible fortement émetteur et par conséquent le prix des certificats d'émission de CO<sub>2</sub> est un déterminant très important dans le fonctionnement d'une centrale. En juillet 2019, le certificat d'émission de CO<sub>2</sub> atteint un prix record de 29,8€/tonne. Dans le cas où le producteur ne couvrirait pas sa production, chaque tonne de CO<sub>2</sub> émis non couverte par l'équivalent en certificats lui coûte en plus d'une obligation de couverture, une pénalité supplémentaire d'au moins 100€/tonne. Cette augmentation continue en 2018 et en 2019 a drastiquement fait augmenter les coûts variables des centrales à charbon.

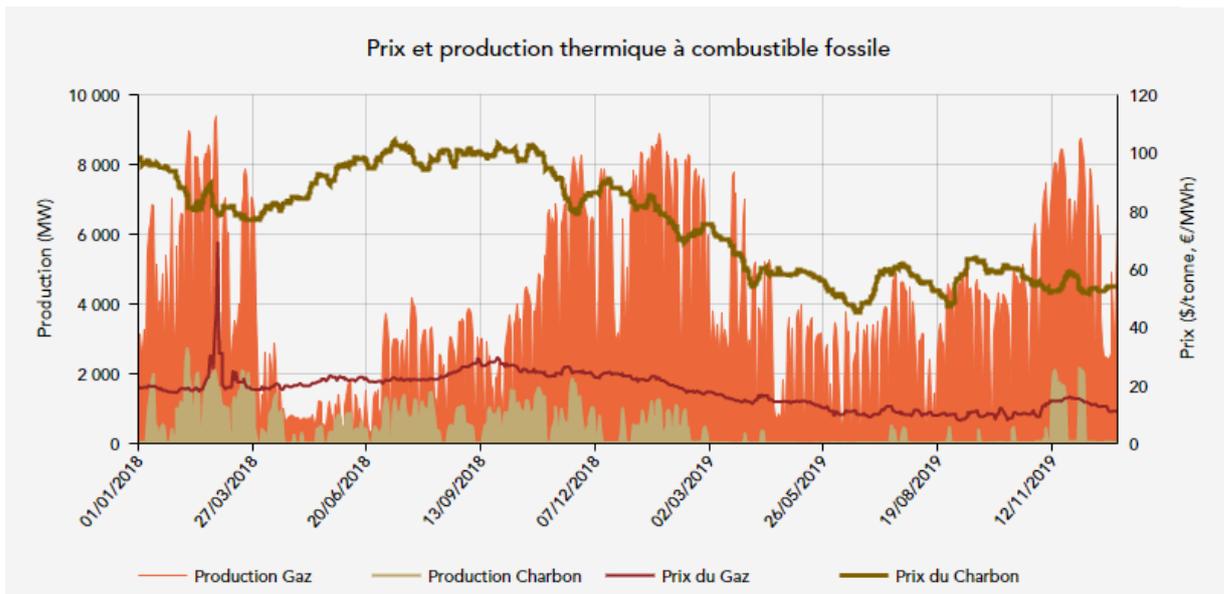
Données Platts



- **Prix du gaz en forte baisse :**

Le facteur d'émission de CO<sub>2</sub> pour les groupes de production charbon est en comparaison presque le double par rapport à celui du gaz, (0,986 t/MWh pour les groupes charbon, et entre 0,352 t/MWh et 0,583t/MWh pour les différentes technologies de production gaz, données ADEME). Malgré une baisse du cours du charbon en 2019, le prix du gaz recule encore plus fortement, conduisant à une plus forte compétitivité du gaz par rapport au charbon, pour un service rendu en terme de flexibilité de la production équivalent. La production d'électricité à partir du gaz naturel augmente donc quant à elle de plus de 22% par rapport à 2018.

Données Platts



- **Parité €/ \$**

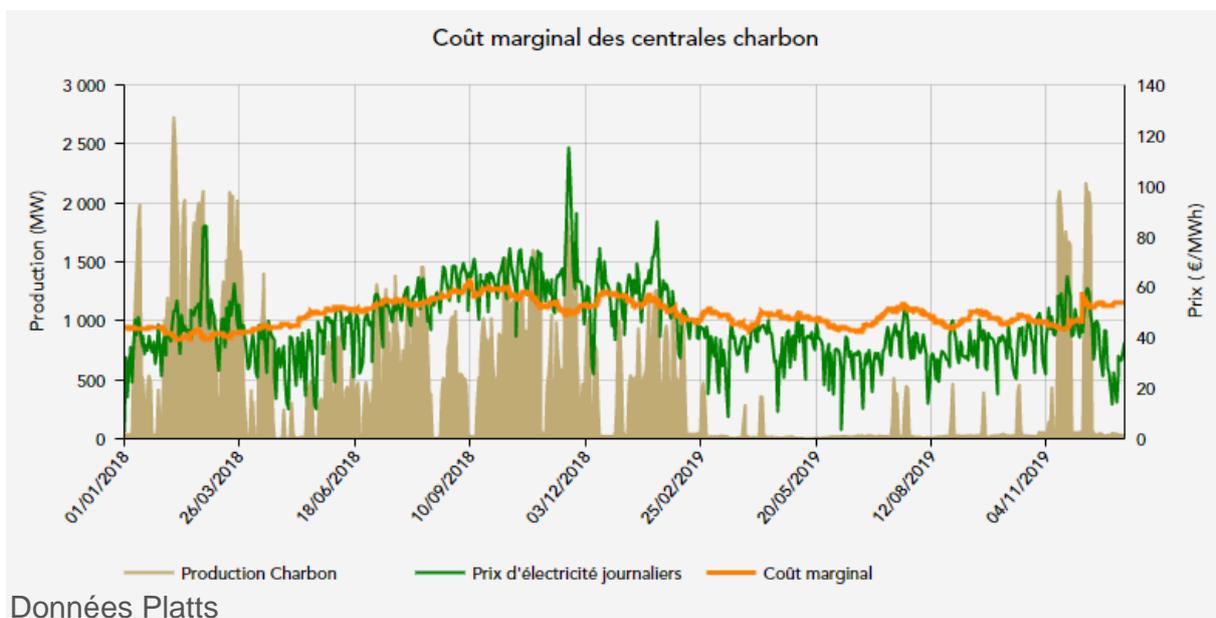
La parité €/ \$ constitue également un facteur économique pris en compte dans le fonctionnement d'une centrale au charbon. En effet, le charbon est acheté en dollar quand l'électricité est vendue en euros. Ce ratio décroît globalement du 2<sup>nd</sup> semestre 2018 à aujourd'hui, ce qui renforce une moins bonne compétitivité du charbon par rapport aux autres moyens de production.

Coût marginal des centrales au charbon :

Le prix sur le marché journalier se fixe théoriquement, pour une heure donnée, sur le coût variable de la technologie marginale (c'est-à-dire la technologie qui fournit le dernier MW).

Le coût marginal moyen montre que lorsqu'il est inférieur ou proche du prix d'électricité journalier, cela correspond au fonctionnement des centrales au charbon. Le producteur est donc capable de faire une marge sur la vente de son électricité.

Ci-dessous, le coût marginal moyen des centrales à charbon en France :



Le parc des centrales charbon en 2019 :

Suite aux annonces du gouvernement sur la fermeture de cinq derniers groupes charbon d'ici 2022, RTE à travers son bilan prévisionnel a précisé les conditions nécessaires pour conserver un niveau de sécurité d'approvisionnement en France.

Les centrales du **Havre** et de **Cordemais** sont actuellement exploitées par l'opérateur historique **EDF**.

EDF a annoncé la fermeture de la centrale du Havre au 1<sup>er</sup> avril 2021. Concernant la centrale de Cordemais, elle pourra être utilisée à 10% de son fonctionnement actuel (soit entre 200 et 500 heures de fonctionnement par an) entre 2022 et 2024 voire, potentiellement, jusqu'en 2026 maximum mais pas au-delà. EDF a pour projet de la convertir progressivement vers une technologie biomasse et charbon.

En juillet 2019, Uniper cède ses centrales de **Saint-Avold** et **Gardanne** qui appartiennent désormais à la société **EPH**.

# Production d'électricité d'origine hydraulique

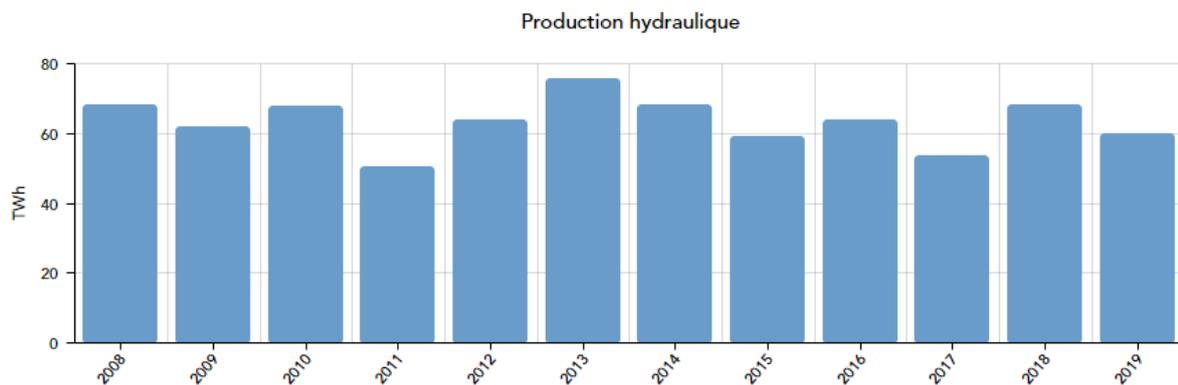


- 12,1 %

Production d'électricité hydraulique

## Forte baisse de la production d'électricité d'origine hydraulique

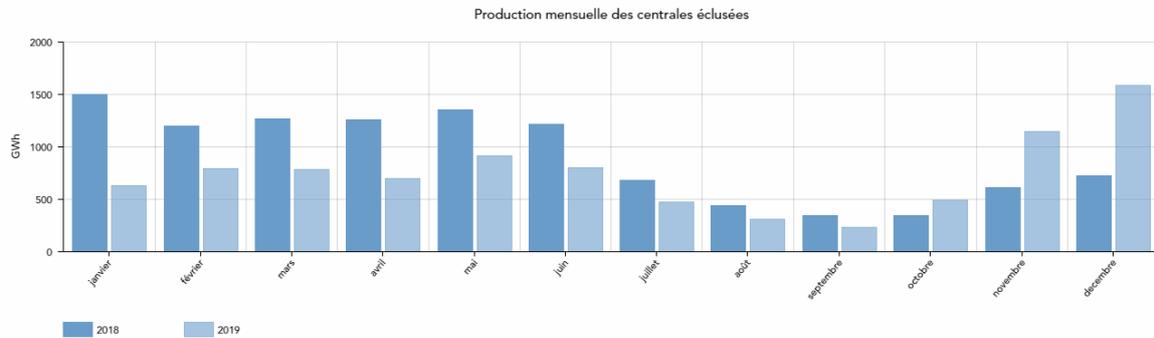
La production hydraulique est en baisse par rapport à 2018, année durant laquelle les conditions climatiques avaient été particulièrement favorables pour cette filière de production. La diminution de production hydraulique sur 2019 par rapport à 2018 s'élève à 12,1%.



# Production hydraulique détaillée par type de centrale

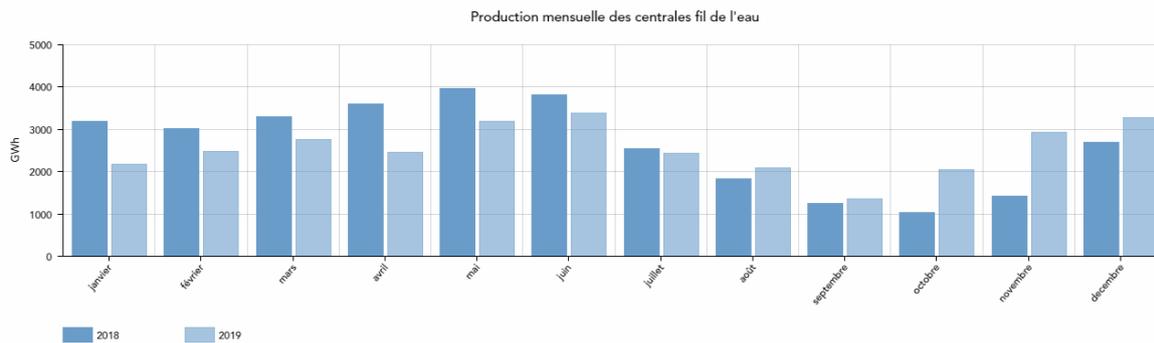
Eclusée **Fil de l'eau** Lac Autre

Les centrales « éclusées », situées principalement dans les lacs en aval des moyennes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir comprise entre 2 et 400 heures et assurent une fonction de modulation journalière, voire hebdomadaire (pic de consommation journalière, entre les jours ouvrés et non ouvrés ...).



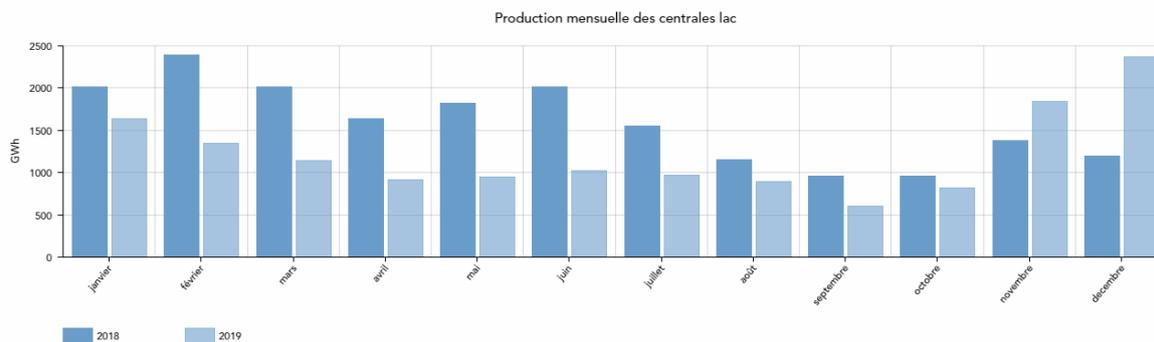
Eclusée **Fil de l'eau** Lac Autre

Les centrales « fil de l'eau », situées principalement dans les plaines, présentent une retenue de faible hauteur et ont une durée de remplissage inférieure à 2 heures. Elles ont donc des capacités faibles de modulation par le stockage et dépendent, pour la production, du débit des cours d'eau.



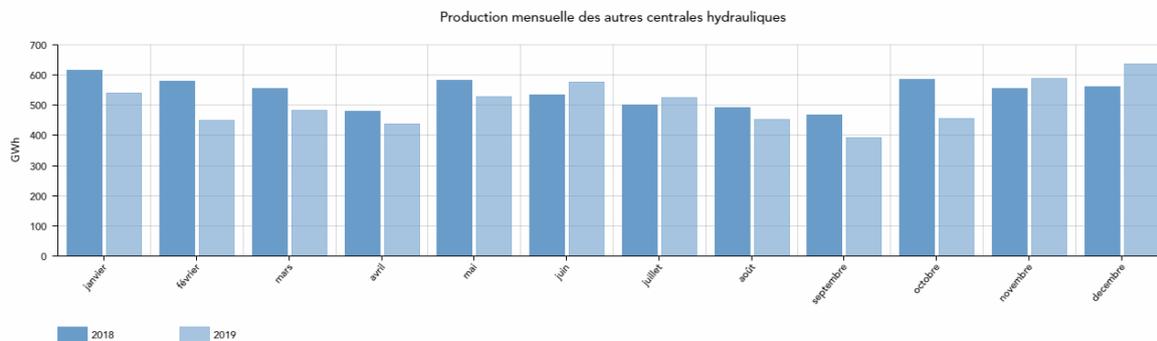
Eclusée Fil de l'eau **Lac** Autre

Les centrales « lacs », situées dans les lacs en aval des moyennes et hautes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir supérieure à 400 heures et permettent un stockage saisonnier.



Les centrales « autres » sont les centrales marémotrices et STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage). Les centrales marémotrices exploitent l'énergie issue des marées dans des zones littorales de fort marnage (différence de hauteur d'eau entre la marée haute et la marée basse se succédant). Elles utilisent le marnage pour produire de l'électricité en exploitant la différence de hauteur entre deux bassins séparés par un barrage.

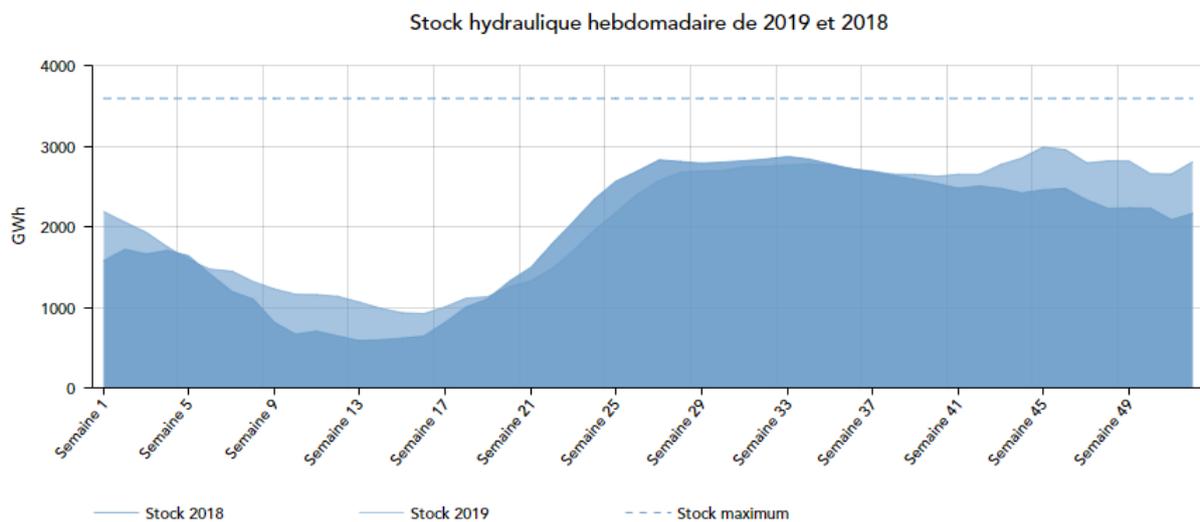
Les centrales STEP, fonctionnant en cycles pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur, grâce à des turbines-pompes réversibles, constituent un outil de stockage efficace contribuant à l'équilibre du système électrique. Dans le cas où les réservoirs comprennent des apports naturels, la turbine appartient à la catégorie « pompage mixte ». Dans le cas contraire, elle appartient à la catégorie « pompage pur ».



# Stock hydraulique

Le stock hydraulique est associé aux centrales de type lac, ayant une durée de remplissage importante et gérées de manière saisonnière. Ainsi, ce stock diminue sur la période hivernale durant laquelle les centrales de type lac sont particulièrement sollicitées, pour être reconstitué au printemps durant la fonte des neiges.

Suite aux bonnes conditions hydrologiques de 2018, le stock hydraulique début janvier 2019 est élevé. Le stock début février 2019 devient proche de celui de 2018, puis il reste supérieur à ce dernier en raison d'une sollicitation moins importante des centrales de type lac jusqu'au printemps. Il se reconstitue plus lentement qu'en 2018 avant d'atteindre un niveau supérieur à celui de 2018 en septembre, pour atteindre un niveau supérieur de 30% par rapport à l'année dernière en fin d'année lorsque les précipitations sont importantes.



# Production d'électricité d'origine éolienne

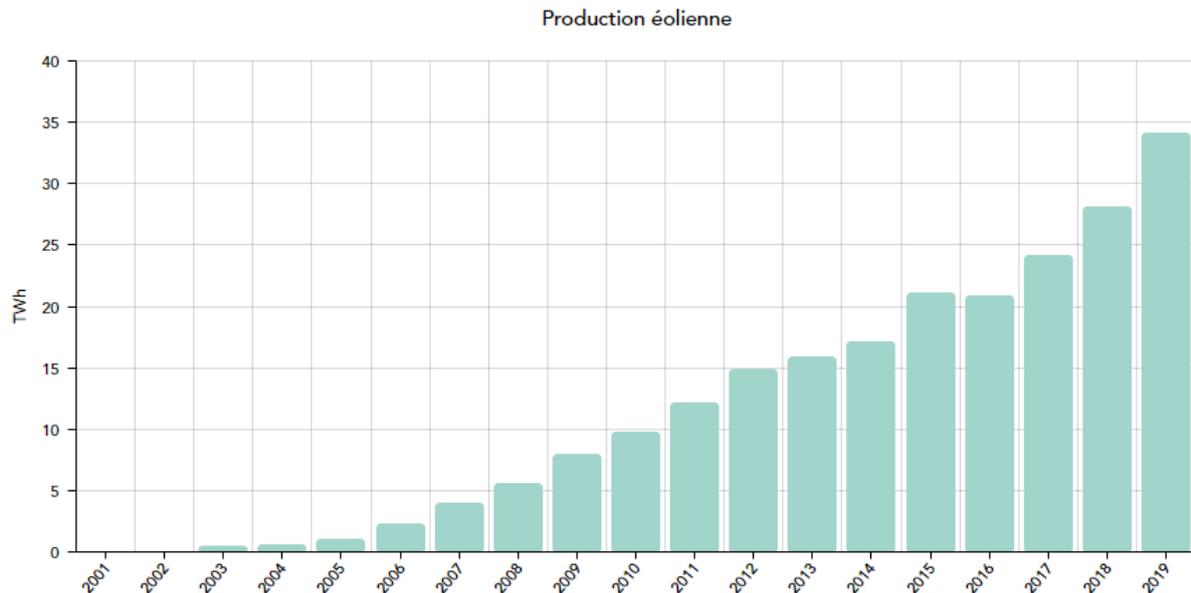


**+ 1 360 MW**

Augmentation du parc éolien

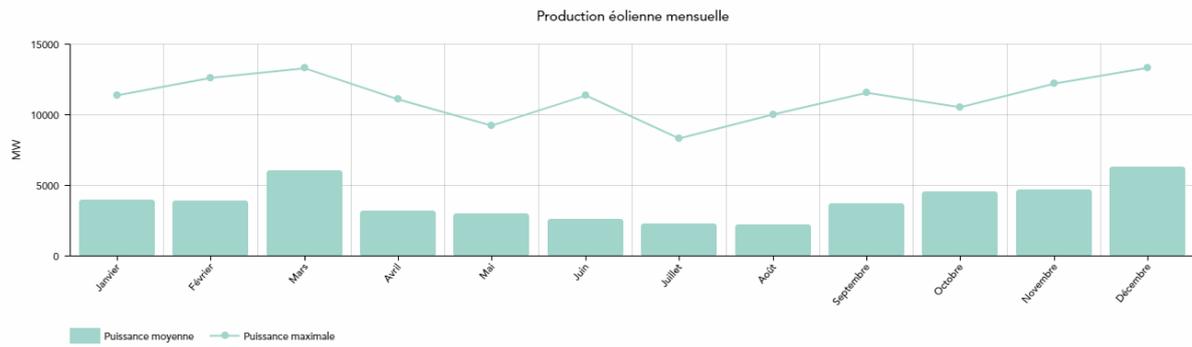
## Energie produite en hausse

La production éolienne sur l'année progresse de 21,2% par rapport à 2018. Cette augmentation s'explique non seulement par la croissance du parc mais aussi par des conditions météorologiques particulièrement favorables en 2019.



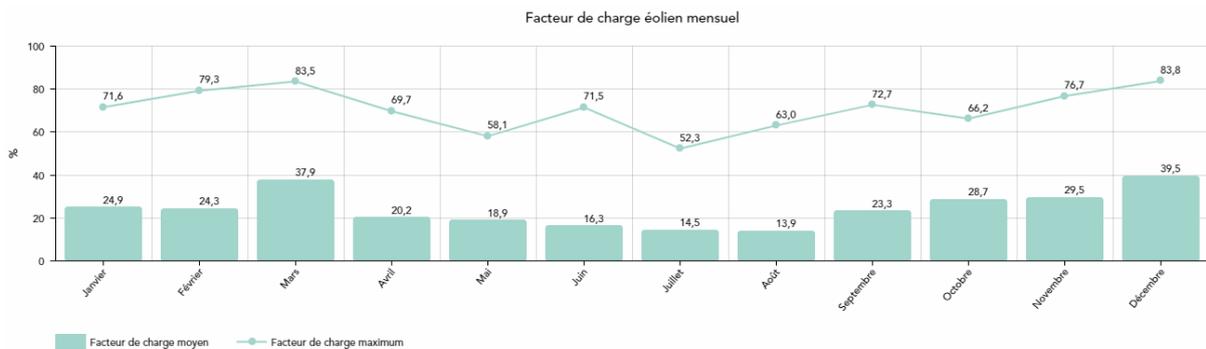
## La production éolienne mensuelle

La production éolienne 2019 atteint un maximum le 13 décembre 2019 avec une puissance de 13 330 MW, soit un facteur de charge de 80,8%.



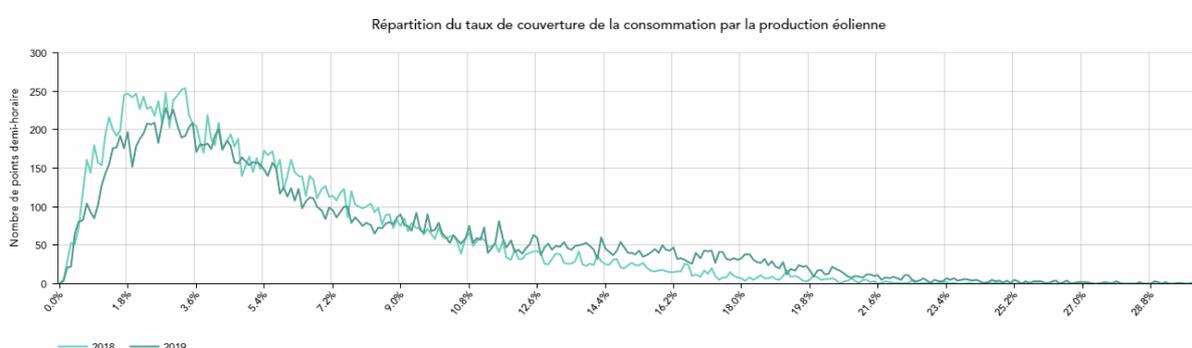
## Le facteur de charge éolien mensuel

Le facteur de charge éolien mensuel moyen, de 24,7%, est en augmentation par rapport à celui de 2018 (22,8%).



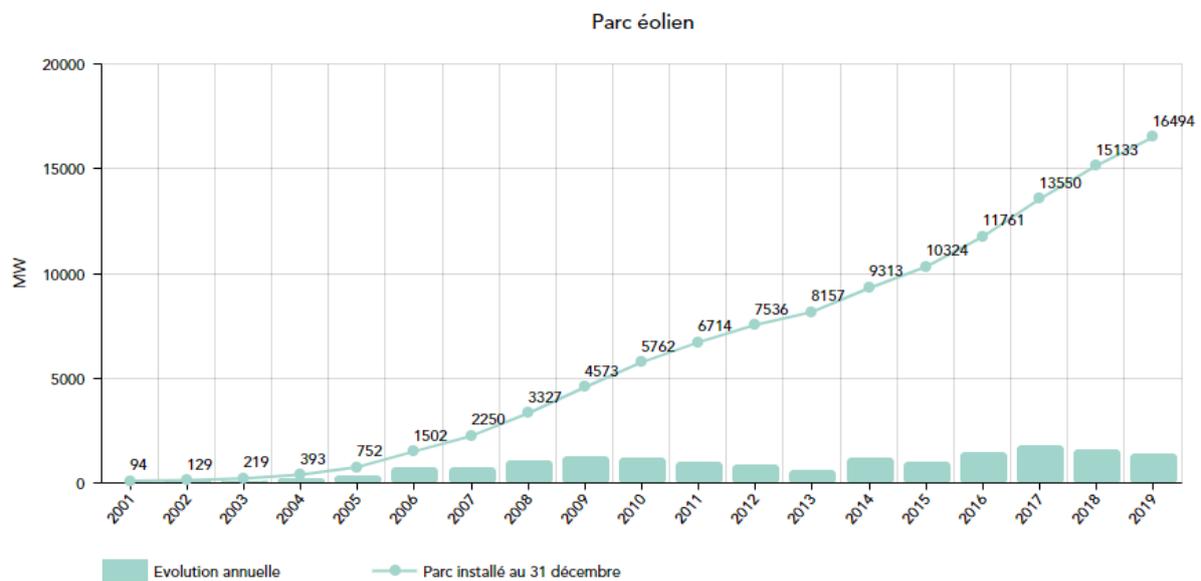
## Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne

Le taux de couverture moyen de la consommation par la production d'origine éolienne est de 7,2% en 2019 contre 5,9% en 2018.



## 16,5 GW de capacité installée

Au 31 décembre 2019, la capacité de production du parc installé éolien est portée à 16 494 MW, avec 1 361 MW nouvellement raccordés. 1 106 MW sont raccordés sur le réseau RTE et 15 388 MW sur les réseaux d'[Enedis](#), des [ELD](#) et d'[EDF-SEI](#) pour la Corse. Il s'agit d'une hausse de 9% par rapport à fin 2018. La [PPE](#) a fixé un objectif de capacité éolienne installée à l'horizon 2023 de 21,8 GW dans l'option basse et de 26 GW dans l'option haute. Le taux d'atteinte de l'objectif 2023 de la [PPE](#) (option basse) est ainsi de 75%.

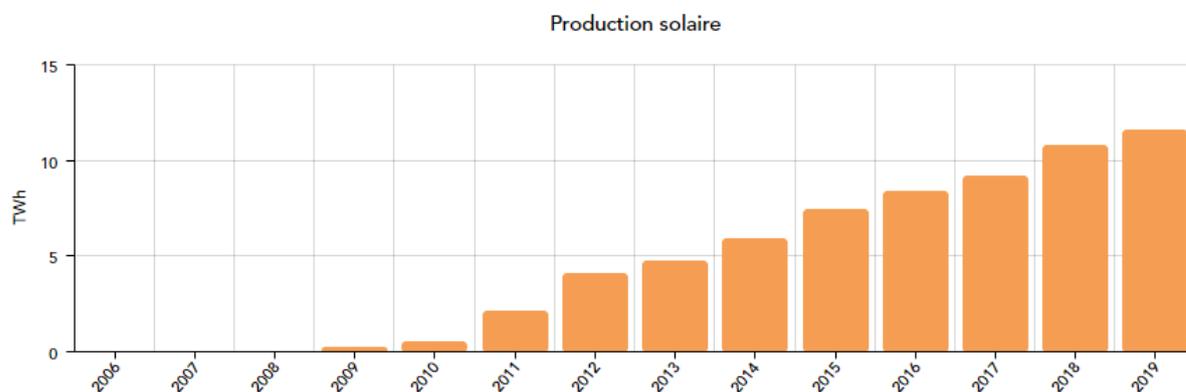


# Production d'électricité d'origine solaire



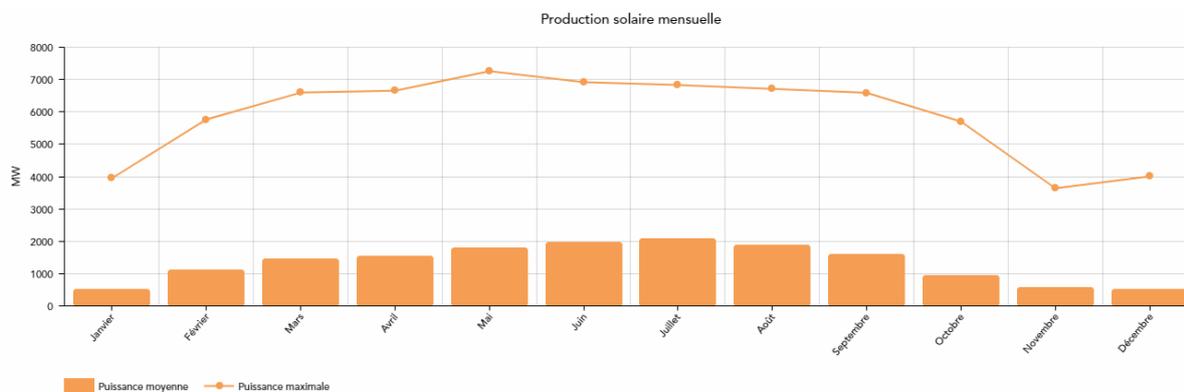
## Production d'énergie solaire en hausse

La production solaire est en hausse de 7,8% sur l'année 2019 et atteint 11,6 TWh



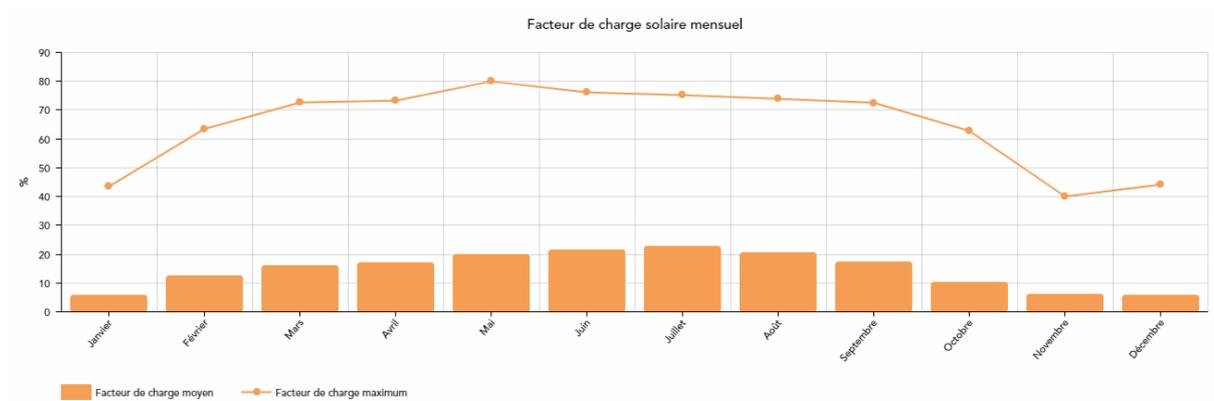
## La production solaire mensuelle

La production solaire atteint le 13 mai 2019 à 14h un maximum historique de 7 379 MW, soit un facteur de charge de 83,3%. C'est durant la période de mai à août que la production solaire est la plus élevée.



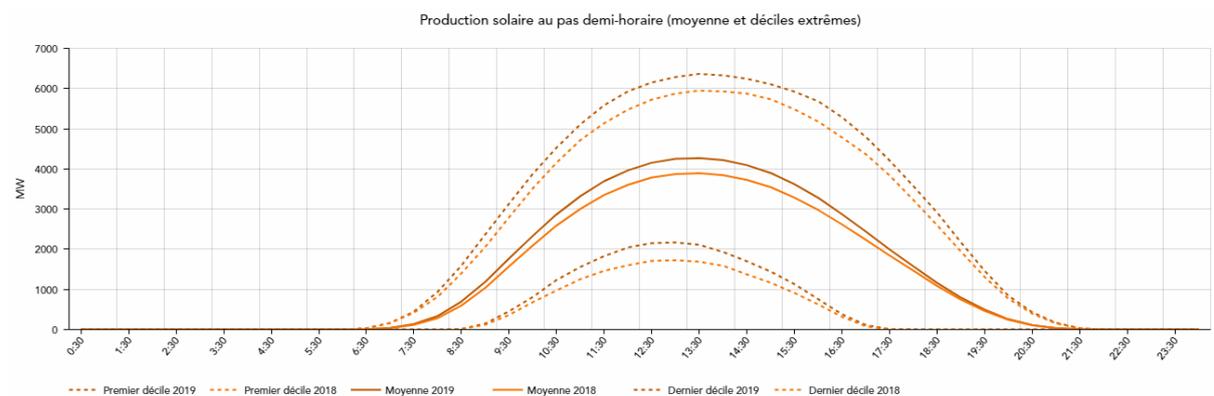
## Le facteur de charge solaire mensuel

Le facteur de charge moyen annuel solaire s'élève à 13,5 % en 2019, contre 15% en 2018.



## La production solaire au pas demi-horaire

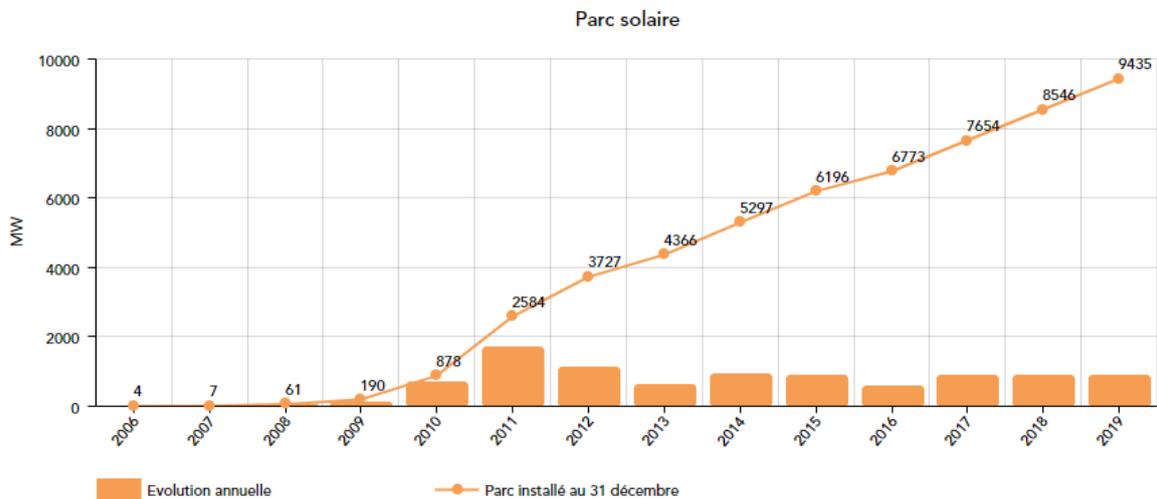
La production solaire a permis de couvrir en moyenne 2,2% de la consommation en 2019 contre 2,3% en 2018.



## 9,4 GW de capacités installées

La capacité totale du parc solaire est de 9 435 MW au 31 décembre 2019. 8 793 MW sont raccordés sur les réseaux d'[Enedis](#), des [ELD](#) et d'[EDF-SEI](#) pour la Corse ainsi que 643 MW sur le réseau de transport. Il s'agit d'une augmentation de 10,4 % par rapport à 2018. Le rythme de développement du parc solaire en 2018 est dans la moyenne de ces dernières années avec 889 MW nouvellement raccordés.

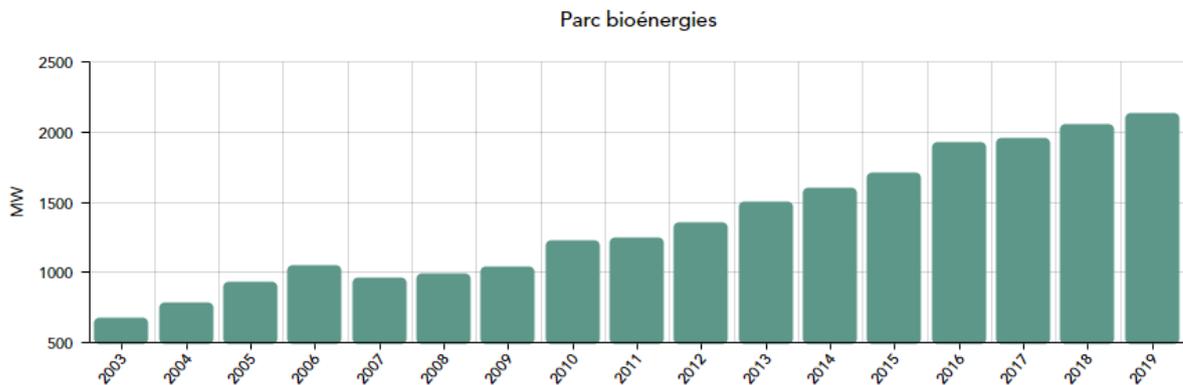
La [PPE](#) a fixé un objectif de capacité solaire installée à l'horizon 2023 de 18,2 GW dans l'option basse et de 20,2 GW dans l'option haute. Le taux d'atteinte de l'objectif 2023 de la [PPE](#) (option basse) est donc de 51%.



# Production d'électricité d'origine thermique renouvelable

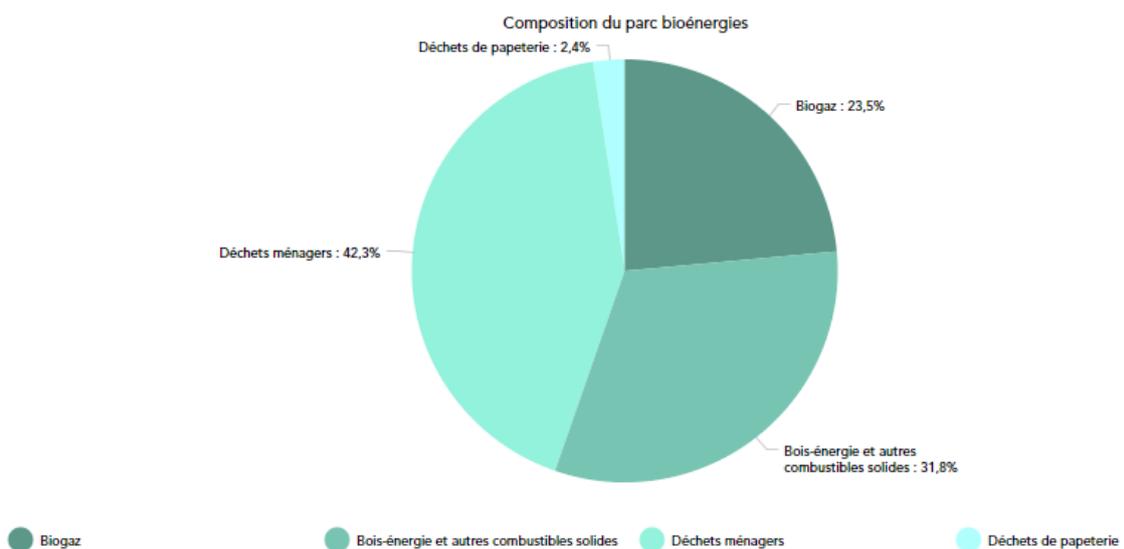
## Croissance modérée du parc de production

Le parc bioénergies atteint 2,1 GW fin décembre 2019 (+3,7% par rapport à fin 2018).



## Composition du parc

Les usines d'incinération des déchets ménagers restent majoritaires dans la composition du parc bioénergies.



# Production renouvelable



23,0 %

Consommation d'électricité couverte par la production à base d'énergie renouvelable

## Un important taux de couverture de la consommation par la production d'origine renouvelable

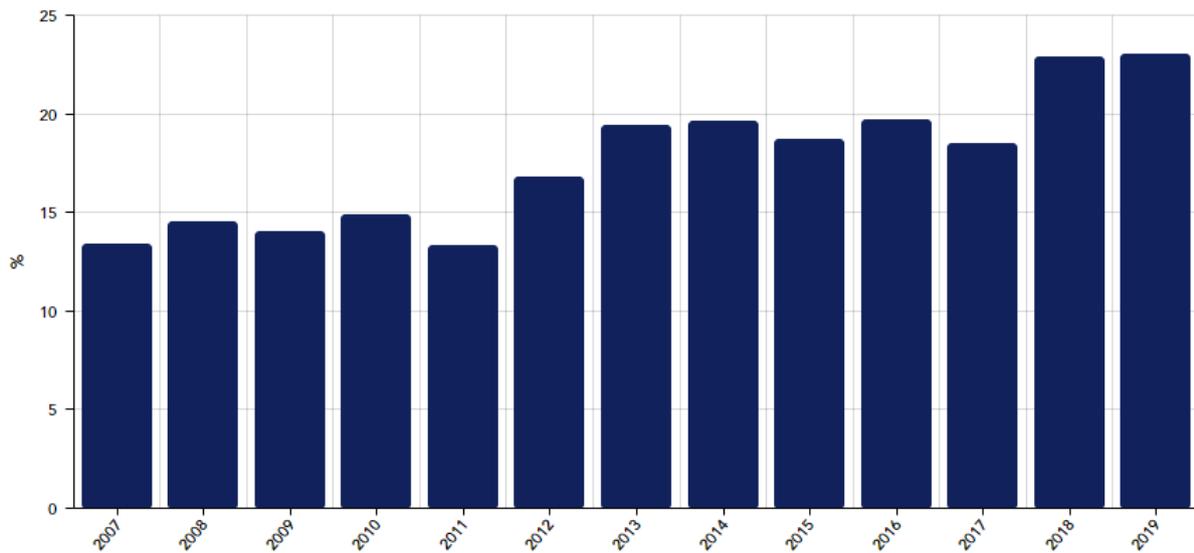
Le taux de couverture de la consommation par la production renouvelable se maintient à un niveau important et s'établit à 23% en 2019. La baisse de production hydraulique par rapport à 2018 a ainsi été en partie compensée par une augmentation des productions éolienne et solaire, portée à la fois par des conditions météorologiques propices et par un parc qui continue de croître.

L'hydraulique contribue à hauteur de 51,9%, l'éolien 29,5%, le solaire 10% et les bioénergies 8,6%.

La production d'électricité d'origine renouvelable est stable en 2019. Ce niveau de production favorise cette année encore le maintien d'un niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> contenu. La production d'origine renouvelable, qui a un coût variable nul, vient généralement se substituer à des moyens de production d'origine thermique à combustible fossile, plus coûteux et fortement émetteurs de CO<sub>2</sub> comme les centrales au charbon. Cependant, et même si très peu de ces moyens charbon ont fonctionné cette année en France (voir focus charbon du Bilan Electrique 2019) et du fait de l'interconnexion des réseaux européens, les énergies renouvelables produites en France viennent donc remplacer le plus souvent la production des centrales au charbon situées dans d'autres pays comme la Pologne ou l'Allemagne.

La progression de la production d'origine renouvelable en France vient donc contribuer à un effort collectif, et notamment européen, de baisse des émissions de CO<sub>2</sub>. On estime que les énergies renouvelables en France permettent d'éviter 5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en France et 15 millions de tonnes en Europe (hors France).

Part annuelle de la production issue des sources d'énergies renouvelables par rapport à la consommation d'électricité



## Méthodologie de calcul de la production renouvelable

La méthodologie de calcul est reprise de la directive européenne 2009/28/CE. La production des stations de transfert d'énergies par pompage est diminuée de 70% de la consommation du pompage. La production des usines d'incinération d'ordures ménagères est comptabilisée à 50%. La méthodologie adoptée ici ne prend pas en compte de correction climatique.

# Emissions de CO<sub>2</sub>



**- 6 %**

Baisse des émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production  
d'électricité en France

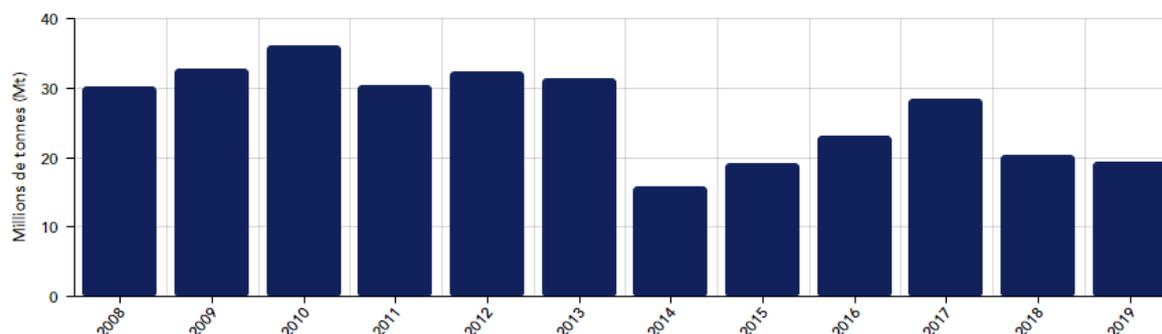
## Baisse des émissions de CO<sub>2</sub>

Sur le total de l'année 2019, les émissions de CO<sub>2</sub> diminuent de près de 6% par rapport à l'année précédente. En effet, malgré l'augmentation de la production thermique à combustible fossile sur cette période, les émissions associées sont en diminution en raison de la forte baisse de la production à partir de charbon au profit de celles fonctionnant au gaz significativement moins émettrice de CO<sub>2</sub>.

Les émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'autoconsommation sont évaluées à 2,8 millions de tonnes (+7% par rapport à 2018). Ces émissions sont comptabilisées dans le bilan des sites industriels.

Emissions de CO <sub>2</sub> hors autoconsommation (millions de tonnes)		2019	2018
	<b>Production nette</b>	19,2	20,4
	<b>Nucléaire</b>	–	–
	<b>Thermique à combustible fossile</b>	17,5	18,7
	<i>dont charbon</i>	1,5	5,6
	<i>dont fioul</i>	1,2	1,1
	<i>dont gaz</i>	14,8	12
	<b>Hydraulique</b>	–	–
	<b>Eolien</b>	–	–
	<b>Solaire</b>	–	–
	<b>Déchets ménagers (UIOM)</b>	1,7	1,7

Evolution depuis 2008 des émissions de CO<sub>2</sub>



## Méthodologie de calcul CO<sub>2</sub>

Les facteurs d'émissions de CO<sub>2</sub> retenus représentent uniquement les émissions de CO<sub>2</sub> générées par la consommation du combustible primaire. La contribution de chaque moyen de production aux émissions de CO<sub>2</sub> est la suivante :

- 0,986 t/MWh pour les groupes charbon
- 0,777 t/MWh pour les groupes fioul
- 0,486 t/MWh pour les groupes « turbine à combustion » gaz récents
- 0,352 t/MWh pour les groupes « cycle combiné » gaz
- 0,583 t/MWh pour les groupes « turbine à combustion » gaz anciens et les autres groupes gaz
- 0,988 t/MWh pour les déchets ménagers (seule la part non renouvelable est prise en compte dans les émissions, soit 50% de la production)

Ces taux sont calculés à partir des facteurs d'émission diffusés par l'ADEME et des rendements des centrales issus des recommandations de l'ENTSO-E.

# Territoires et Régions

## Equilibre entre production et consommation

### Le réseau de transport, outil de la solidarité interrégionale

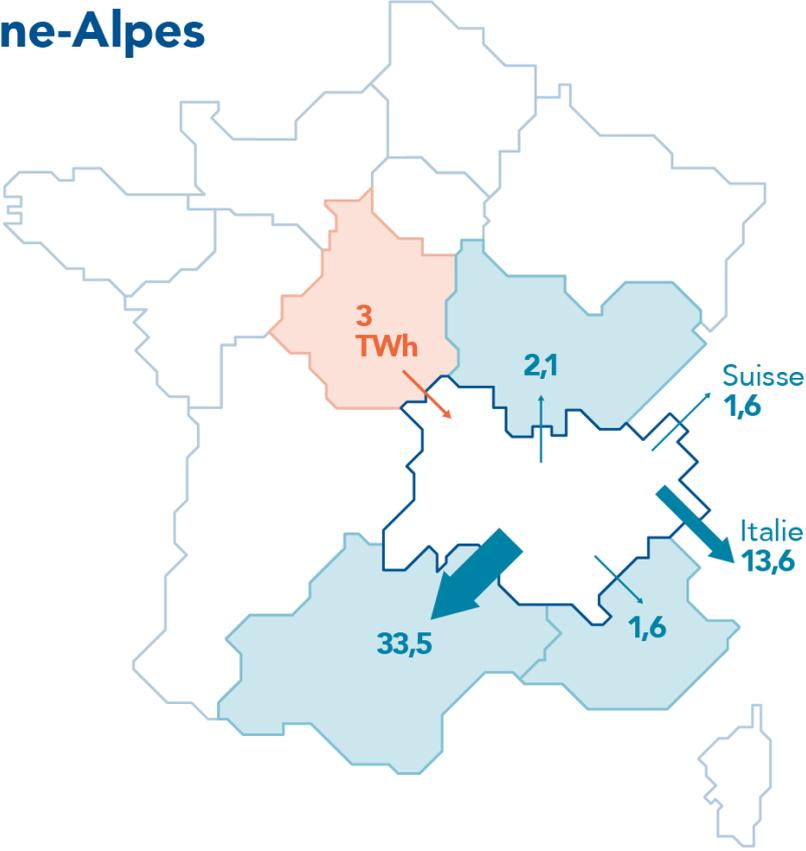
---

La production d'électricité ramenée à la maille régionale permet non seulement de couvrir les besoins de la région productrice mais contribue également à la couverture de la demande émanant de régions limitrophes et au-delà. Le réseau de transport d'électricité assure la solidarité interrégionale à deux niveaux.

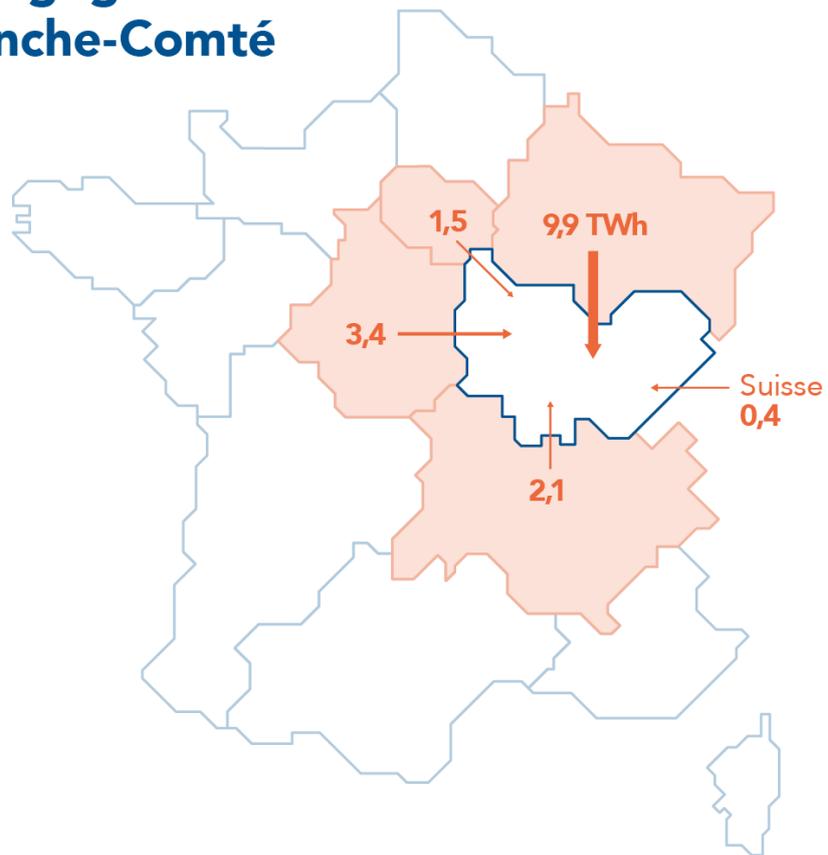
- D'abord d'un point de vue géographique : les régions Centre-Val de Loire ou Grand-Est qui produisent beaucoup plus qu'elles ne consomment contribuent fortement à cette solidarité. De cette façon les régions dépendant fortement de l'électricité produite dans les régions limitrophes telles que l'Île-de-France, la Bourgogne Franche-Comté ou la Bretagne ont l'assurance de pouvoir couvrir leurs besoins de consommation.
- Ensuite d'un point de vue temporel : chaque région est amenée à recourir à des productions en dehors de son territoire pour couvrir ponctuellement ses besoins.

Ces échanges sont assurés pour l'essentiel par le réseau public de transport.

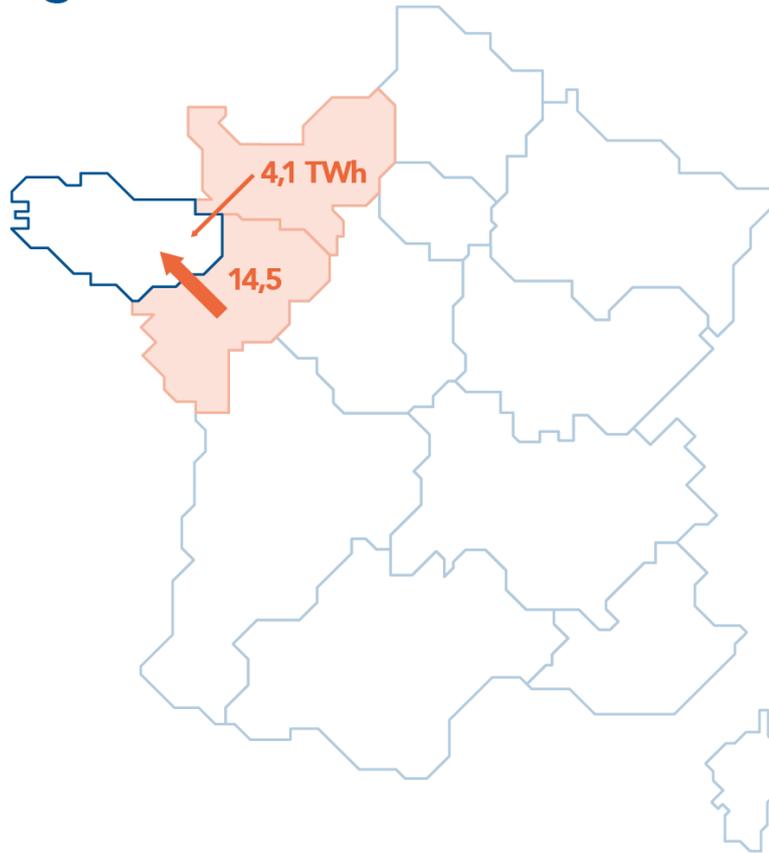
# Auvergne Rhône-Alpes



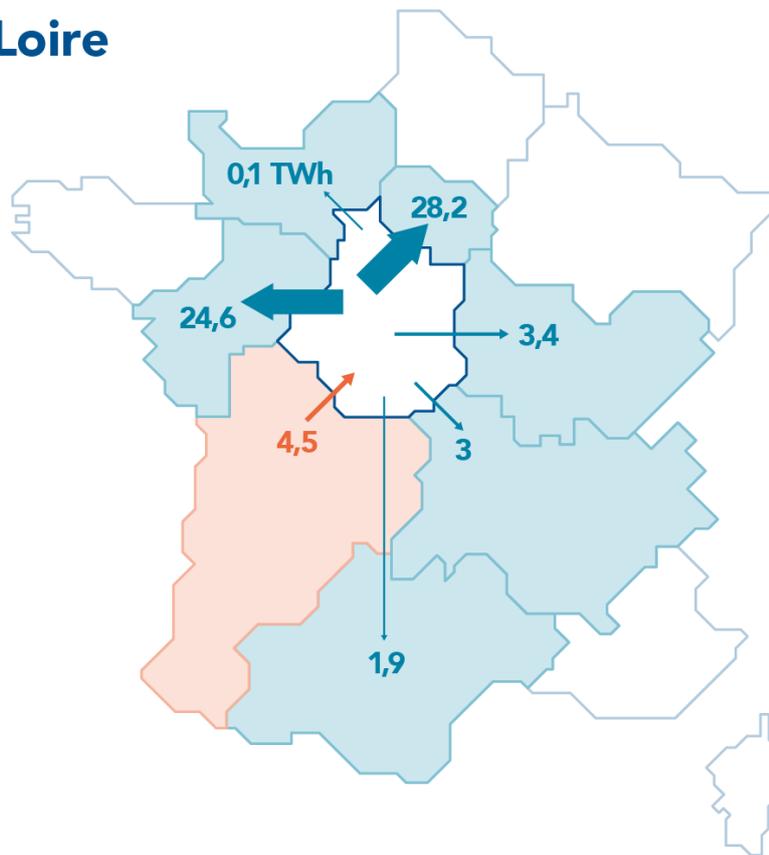
## Bourgogne-Franche-Comté



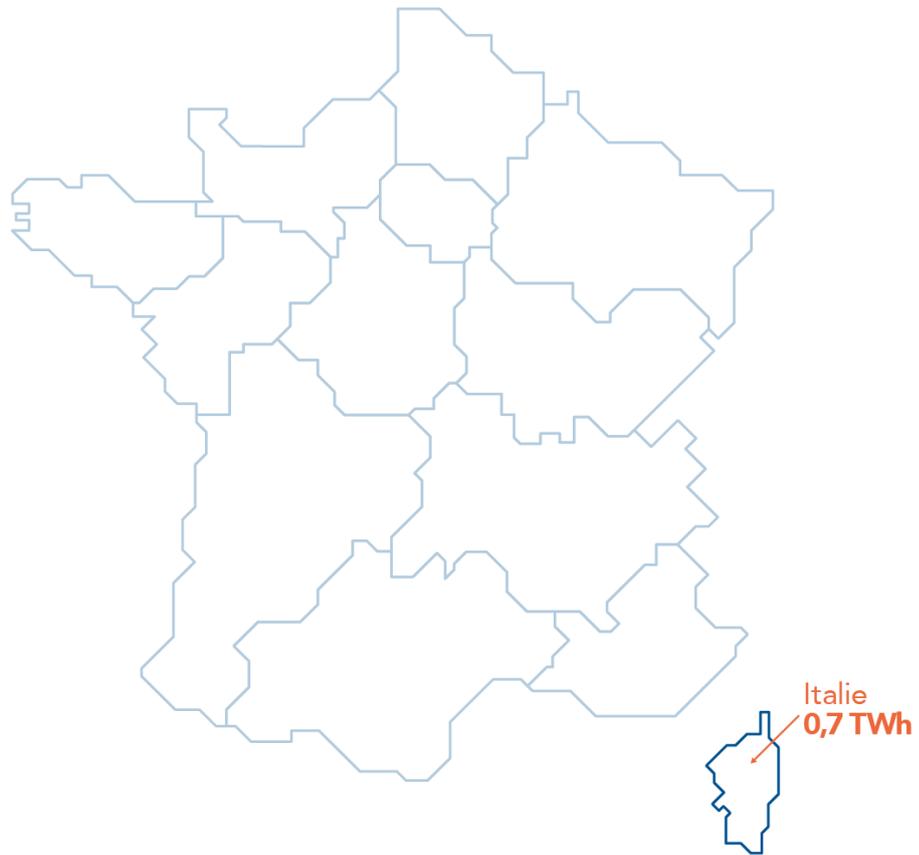
## Bretagne



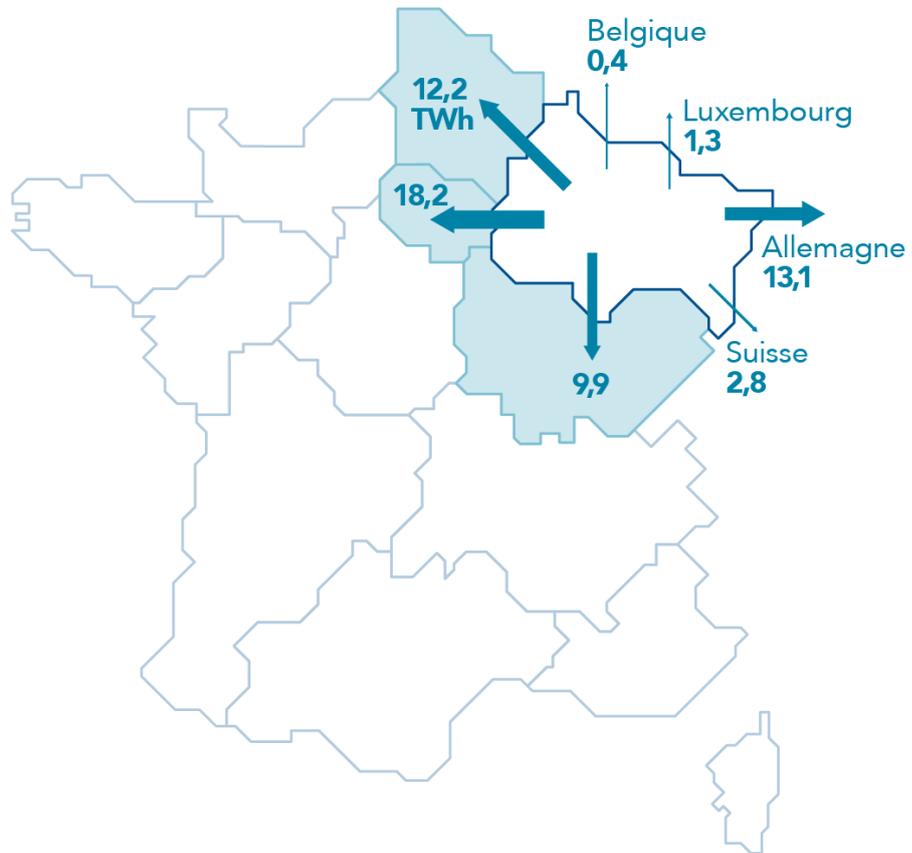
## Centre-Val de Loire



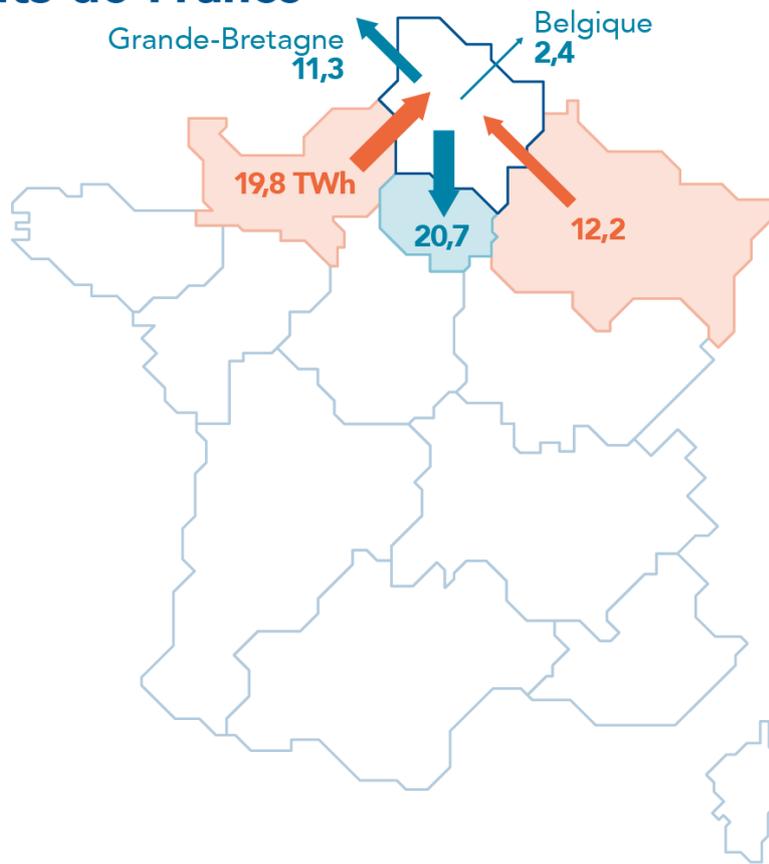
## Corse



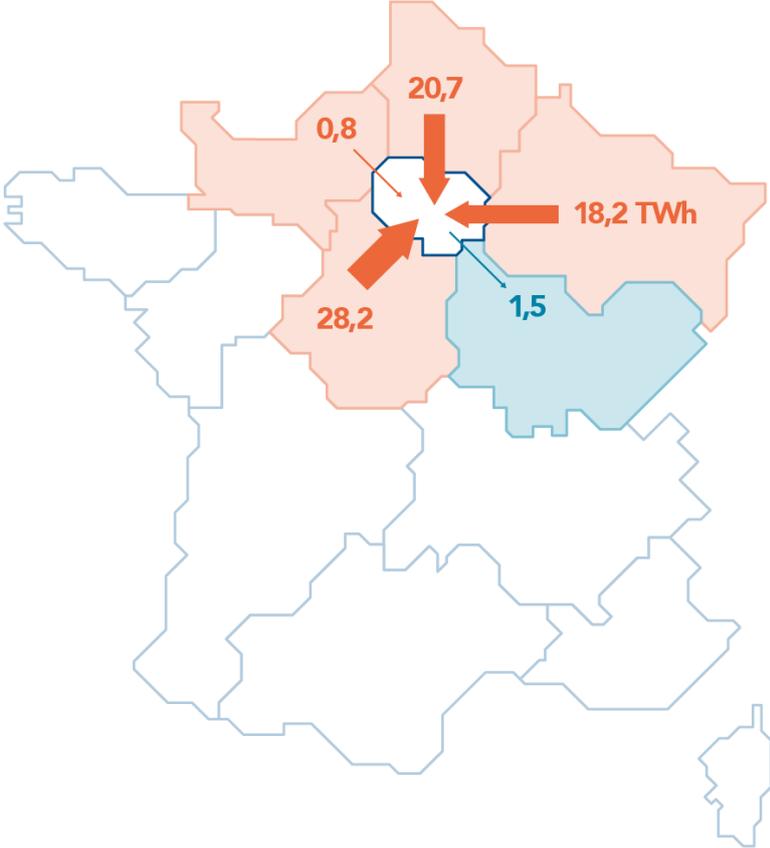
## Grand-Est



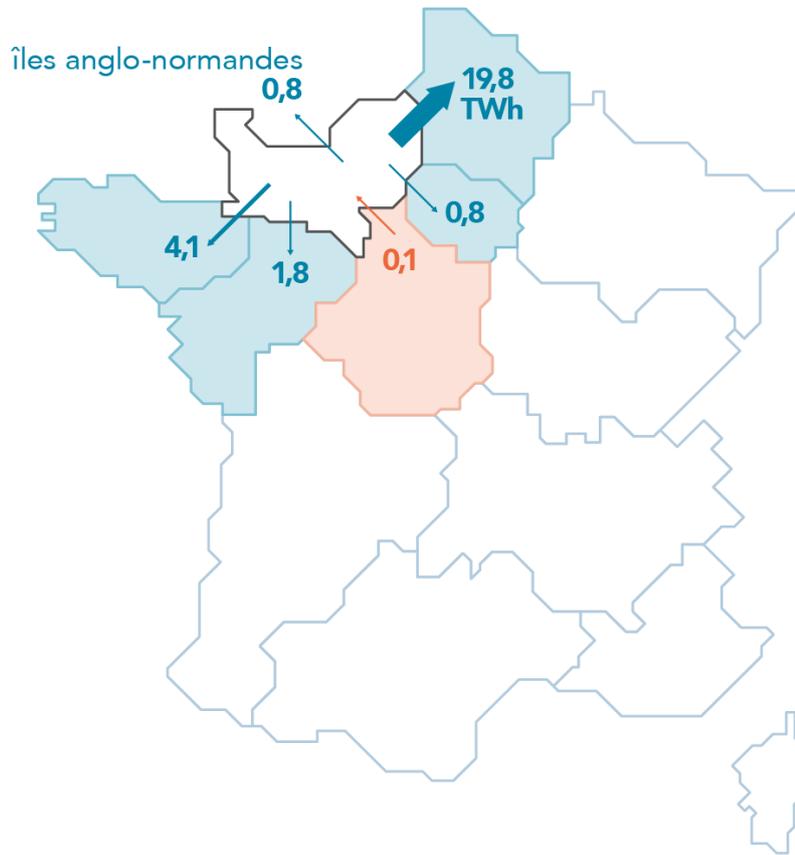
## Hauts-de-France



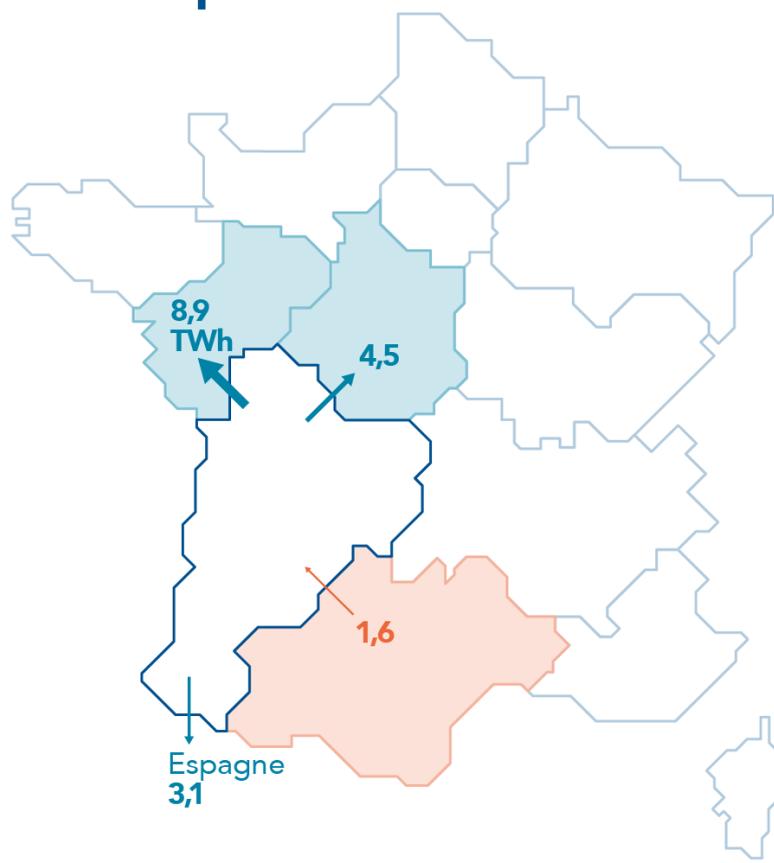
# Île-de-France



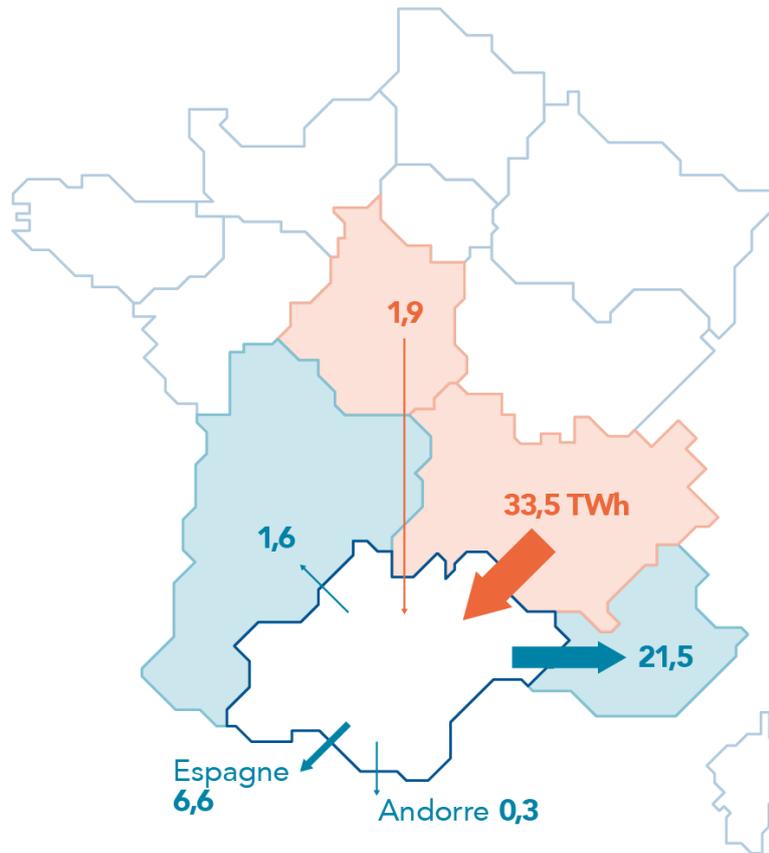
# Normandie



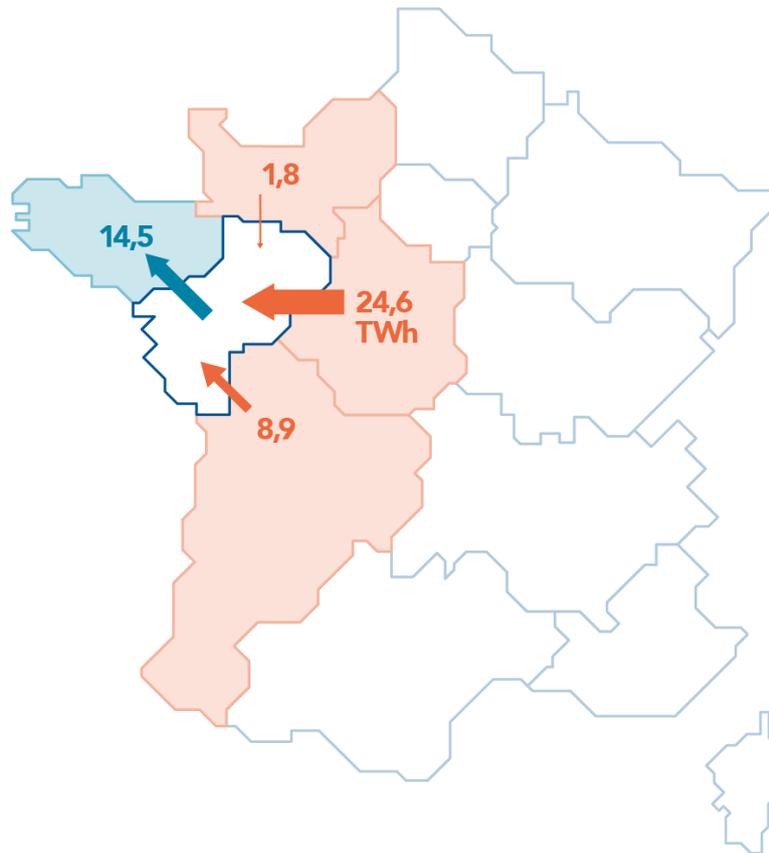
## Nouvelle-Aquitaine



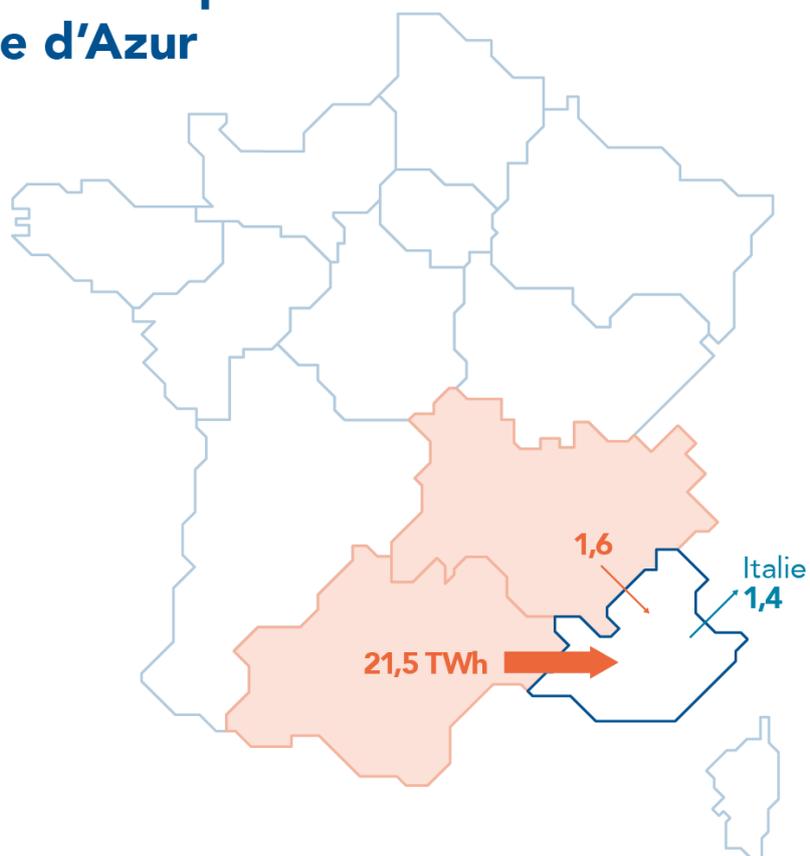
## Occitanie



## Pays de la Loire



## Provence-Alpes- Côte d'Azur



# Export et Import d'électricité entre régions en 2019



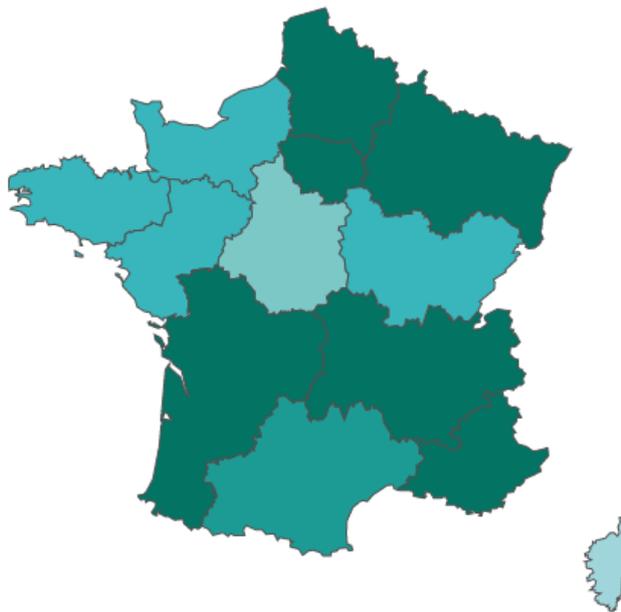
# Consommation en région

## Légère diminution de la consommation brute

La [consommation brute](#) régionale est en diminution par rapport à celle de 2018 dans toutes les régions hormis en Centre-Val de Loire et en Corse où elle augmente respectivement de 0,7% et de 1,8%. La région Auvergne-Rhône-Alpes est celle dans laquelle la diminution est la plus importante (-2,6%).

2019 2018

Consommation brute régionale en 2019



de 0 à 10 TWh de 10 à 20 TWh de 20 à 30 TWh de 30 à 40 TWh >= 40 TWh

Focus

## L'électricité en région avec éco2mix

Pour tout connaître sur l'électricité dans chaque région en temps réel, [rendez-vous sur le site éco2mix!](#)

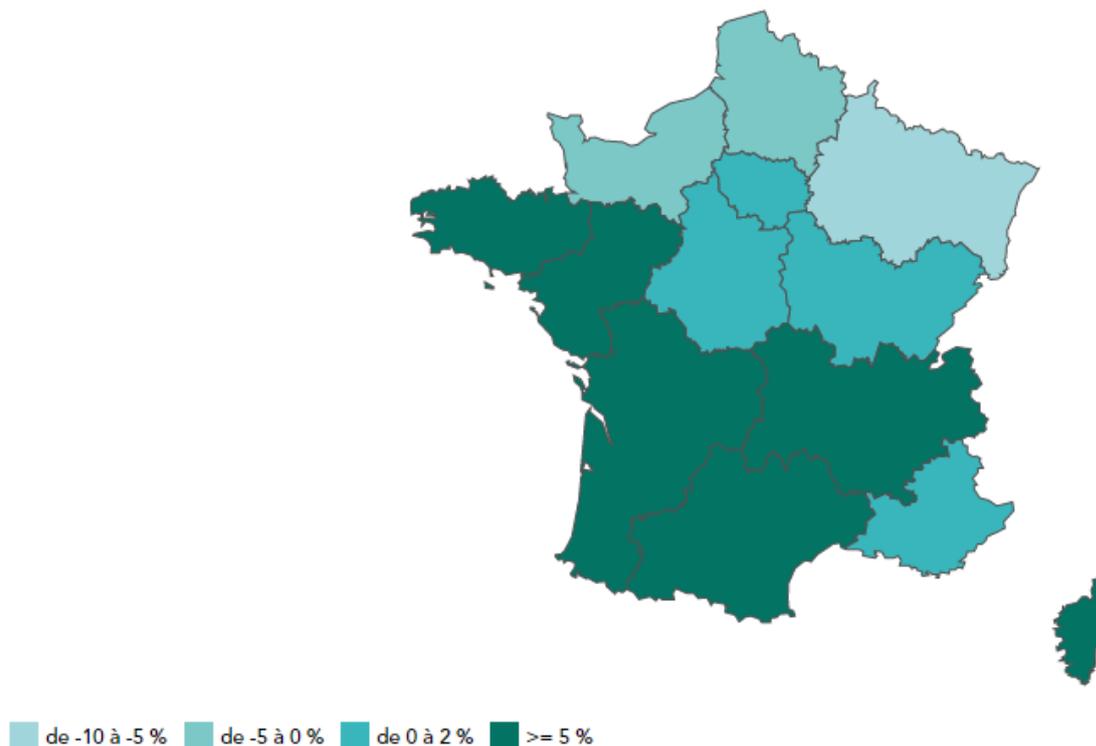
Découvrez également les données en temps réel par métropole grâce aux déclinaisons métropoles de l'application éco2mix !

## Consommation corrigée : des évolutions en partie liées aux dynamiques démographiques

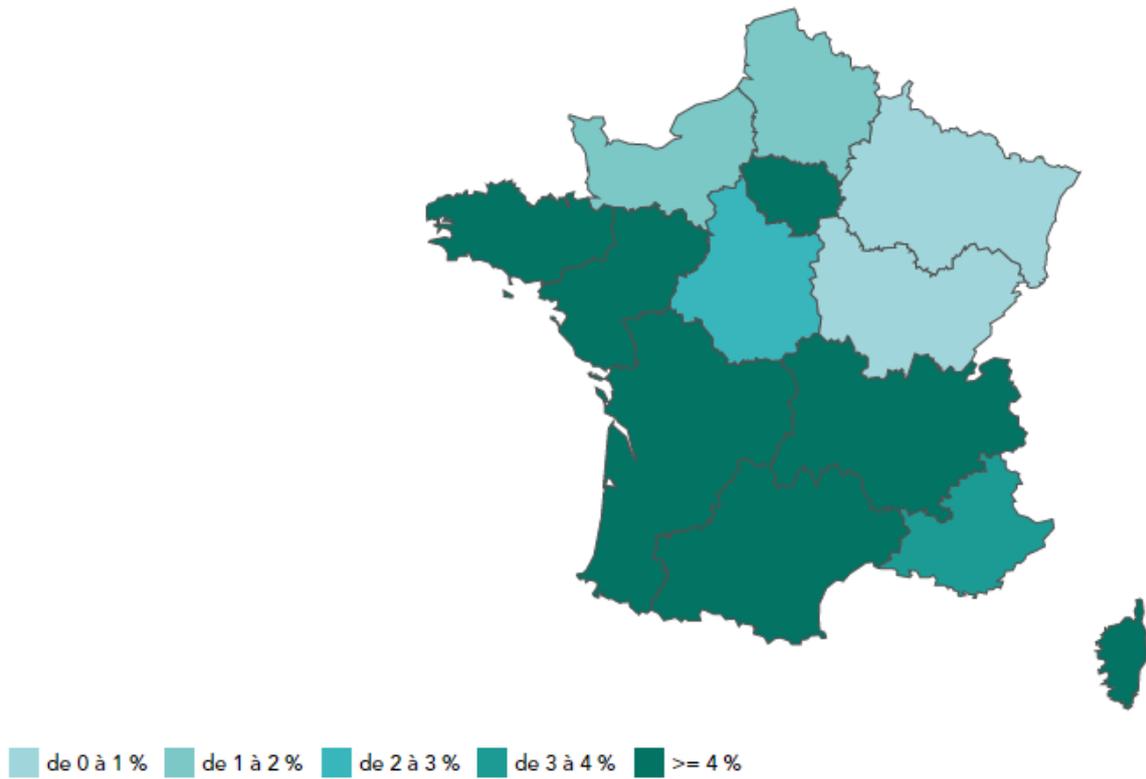
Entre 2007 et 2018, la [consommation corrigée](#) en France évolue de façon contrastée. Différents facteurs peuvent expliquer ces contrastes. La démographie est l'un d'eux. C'est le cas de la Corse, où la consommation d'électricité augmente de près de 22,7% tandis que sa population progresse de plus de 11,7% entre 2007 et 2017 (données INSEE).

Dans la région Grand Est, la consommation enregistre la plus forte diminution en France (-9,2%). La désindustrialisation de la région explique cette évolution à la baisse.

Evolution de la consommation corrigée entre 2007 et 2018



### Evolution de la population entre 2007 et 2017



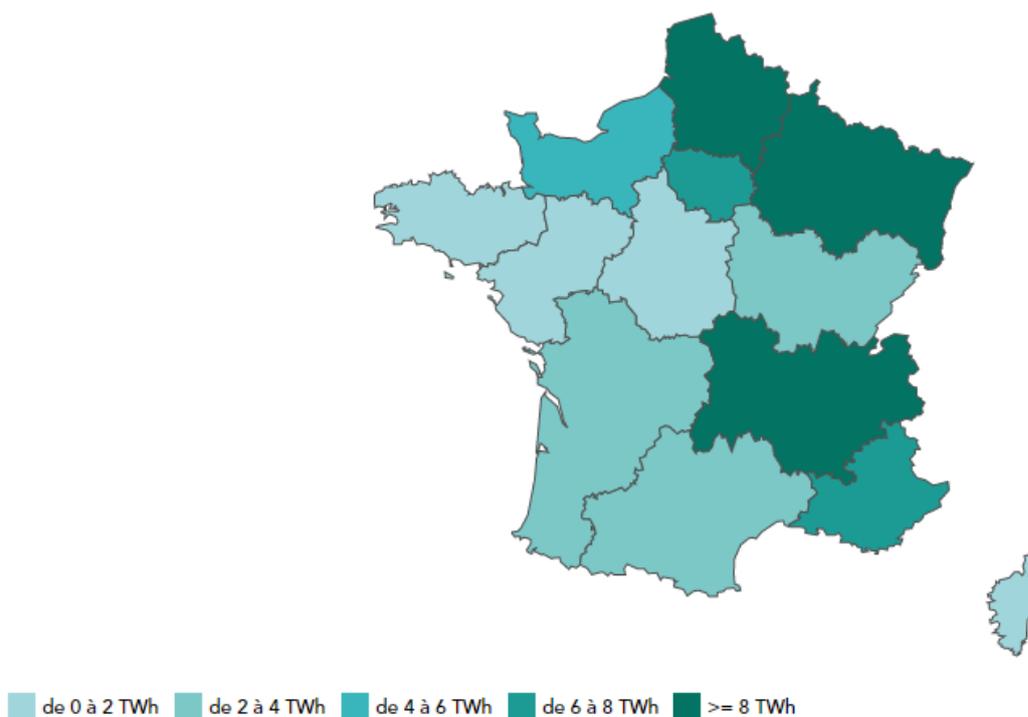
## Consommation de la grande industrie : en baisse

Les régions Hauts-de-France, Grand Est et Auvergne-Rhône-Alpes comptent le plus de sites industriels raccordés au réseau de transport d'électricité. Les volumes consommés sont en baisse par rapport à 2018 dans toutes les régions hormis la Normandie (+2%) et la Provence-Alpes-Côte d'Azur (+2,4%).

La région Pays de la Loire connaît la baisse la plus importante (-10,9%).

2019 2018

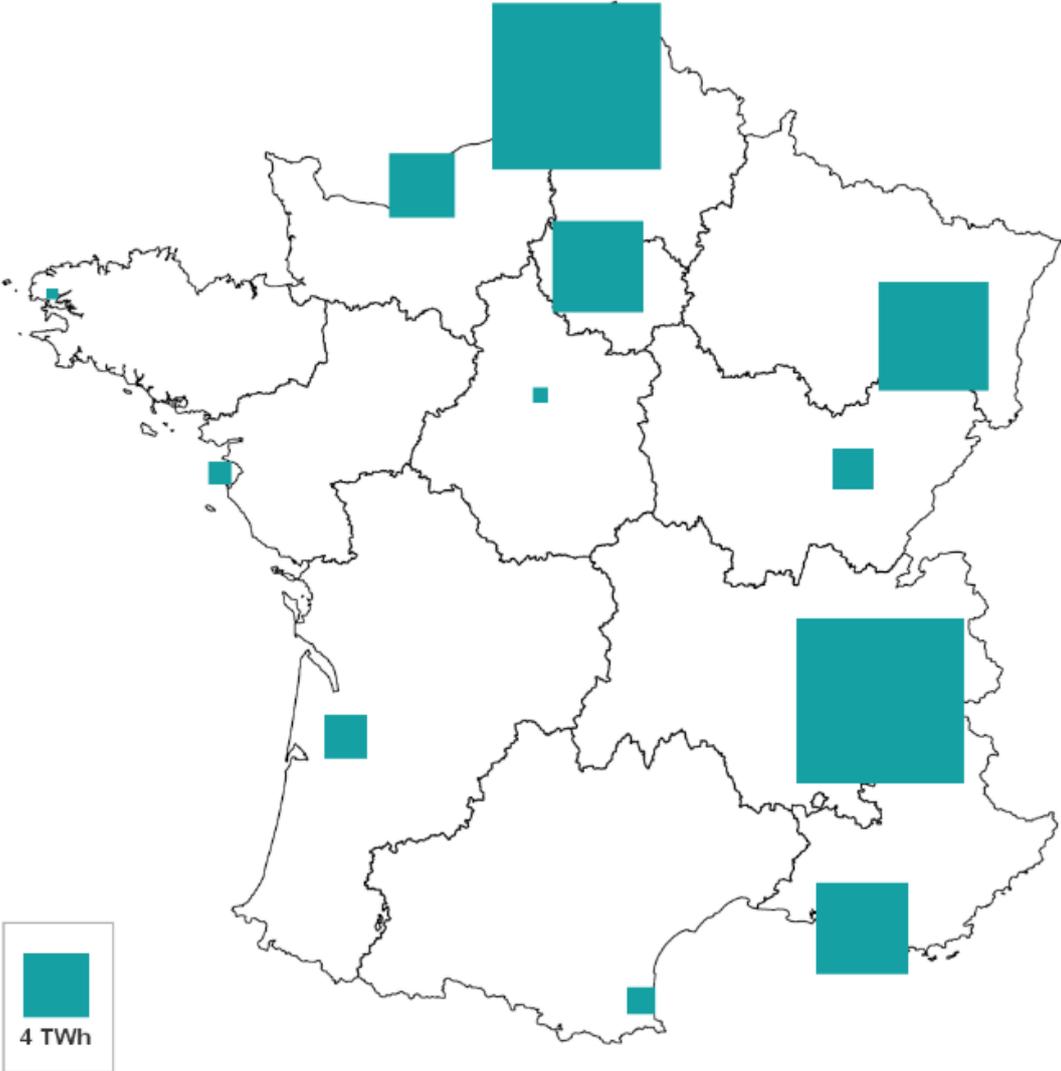
Consommation de la grande industrie, hors secteur de l'énergie, en 2019



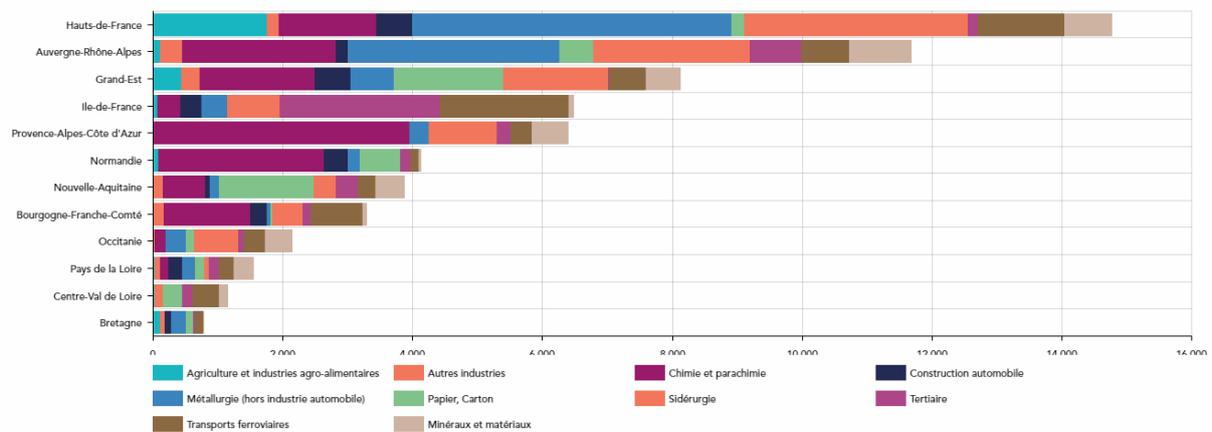
Voir aussi données SEI : [Bilan électrique SEI Corse et Outre-mer](#)

# Carte des points de soutirage de la grande industrie

Volume d'énergie soutirée et localisation des installations en France



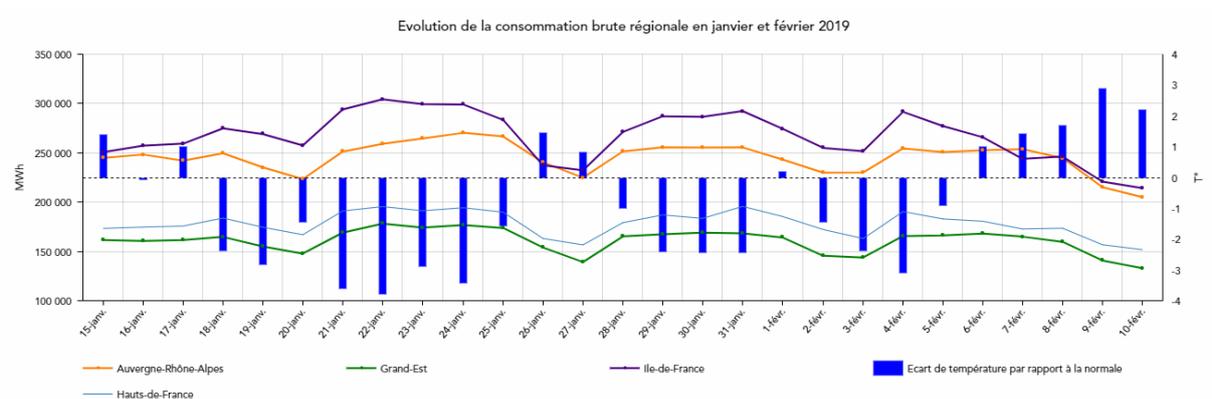
# Répartition sectorielle de la consommation de la grande industrie en région



## Effet de la vague de froid sur la consommation

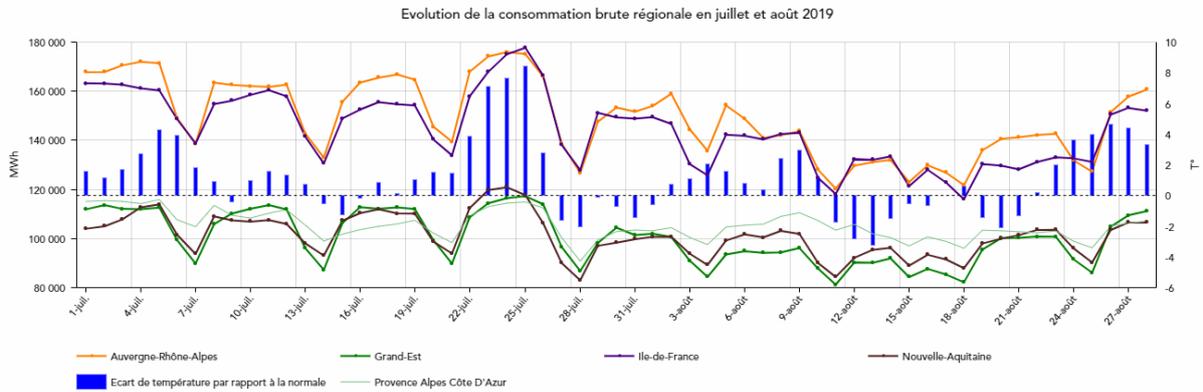
En janvier 2019, la température moyenne observée a été jusqu'à près de 4°C inférieure à la température normale. Certaines journées où la température est bien inférieure à la normale ont pour conséquence une augmentation de la consommation d'électricité, ceci en raison de la composition du parc de chauffage français à dominante électrique.

L'amplitude de variation de la consommation est plus importante dans des régions comme l'Ile-de-France ou les Hauts-de-France, fortement thermosensibles.



## Effet de la canicule sur la consommation

Le mois de juillet 2019 figure au rang des mois de juillet les plus chauds depuis 1900. Le recours important à la climatisation se ressent dans l'augmentation de la consommation d'électricité lors de journées particulièrement chaudes. De même, la région Ile de France ou Nouvelle Aquitaine enregistre une amplitude forte dans sa consommation, avec un pic de température le 25 Juillet avec plus de 8°C par rapport à la normale.



# Production en région

## Filières de production

Thermique à combustible fossile

Nucléaire

Hydraulique

Eolien

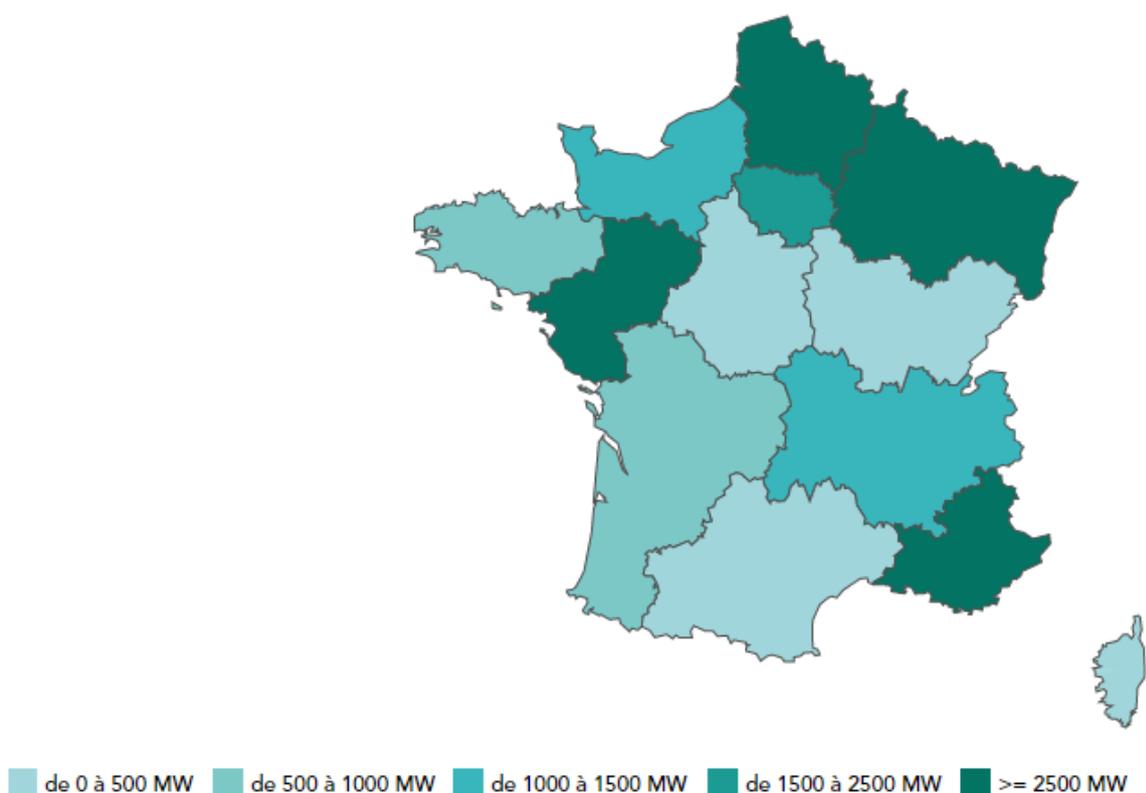
Solaire

Bioénergies

## Le parc thermique à combustible fossile (répartition en MW)

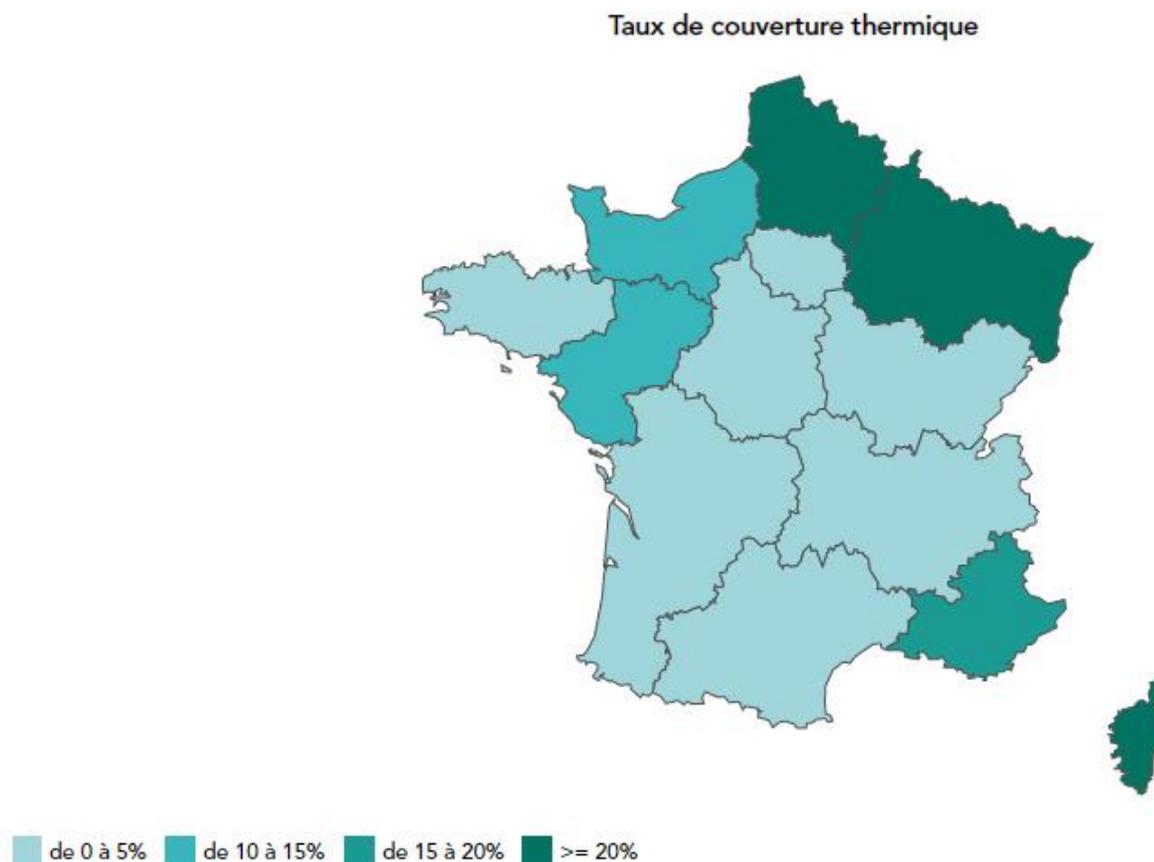
Le parc de production de la filière thermique à combustible fossile se répartit sur l'ensemble des régions françaises. La majorité des puissances est installée dans les régions Hauts-de-France, Pays de la Loire, Grand Est, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Ile-de-France. Ces régions représentent environ 60% du parc thermique à combustible fossile. Pour des besoins de refroidissement du système, ces centrales sont situées à proximité d'un point d'eau (ex : Cordemais situé le long de la Loire).

Parc thermique régional



## La production thermique à combustible fossile (taux de couverture en %)

La [production thermique à combustible fossile](#) couvre plus de 40% de la consommation en Corse et plus de 20% dans les régions Grand Est et Hauts-de-France.

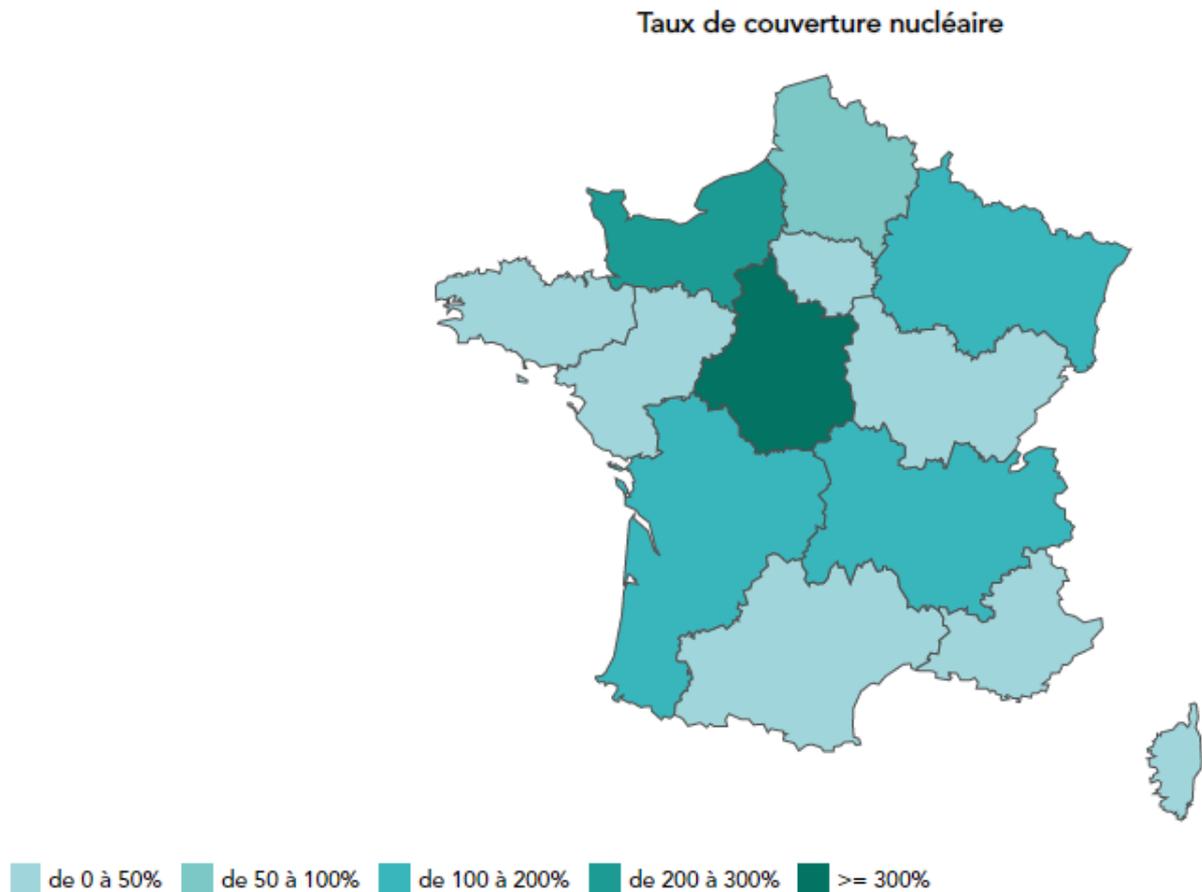


Voir aussi données SEI : [Bilan électrique SEI Corse et Outre-mer](#)



## La production nucléaire (taux de couverture en %)

La [production nucléaire](#) couvre près de 4 fois la consommation dans la région Centre Val-de-Loire.



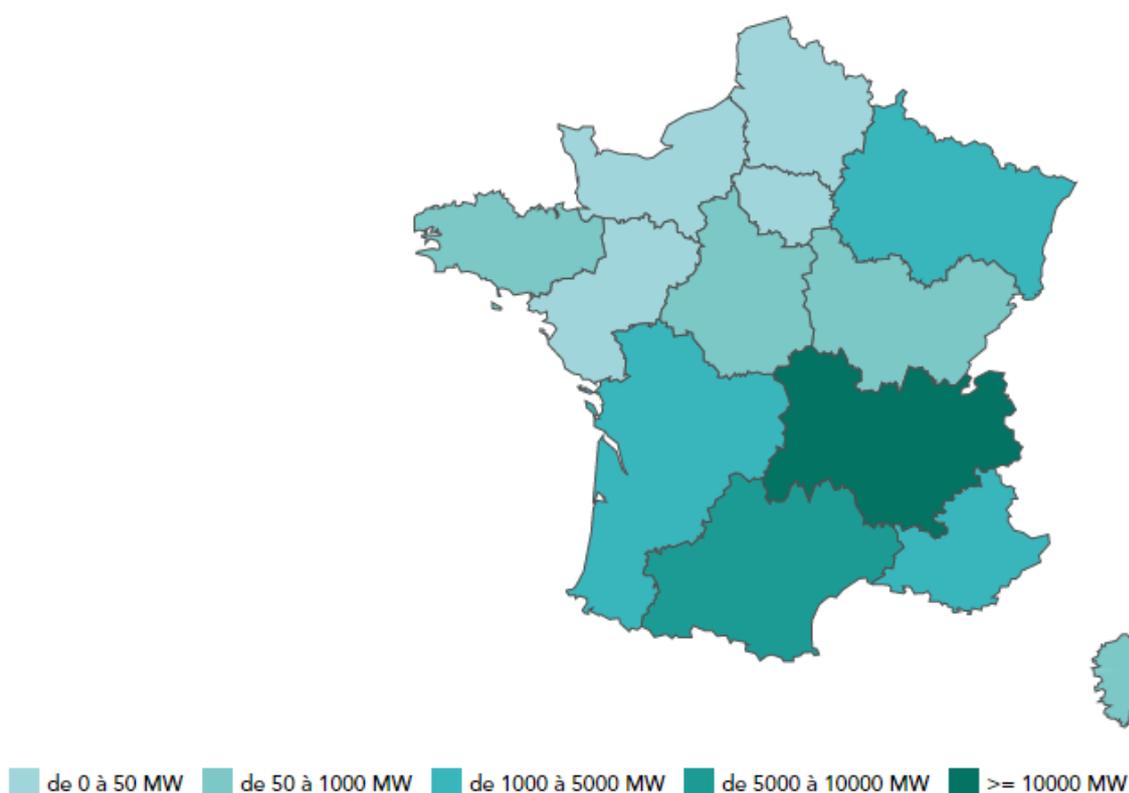
Voir aussi données SEI : Bilan électrique SEI Corse et Outre-mer

## Le parc hydraulique (répartition en MW)

La [production hydraulique](#), avec une capacité installée de 25,5 GW, est inégalement répartie sur le territoire français.

Les régions comportant une grande superficie montagneuse (Auvergne Rhône-Alpes, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur) comptabilisent à elles seules plus de 79% du parc hydraulique français. Ces régions comptent majoritairement des installations de type barrages hydrauliques, en particulier de type lac ou éclusée. Dans les autres régions, les capacités de [production hydraulique](#), moins importantes, utilisent souvent des technologies de type fil de l'eau ou éclusée.

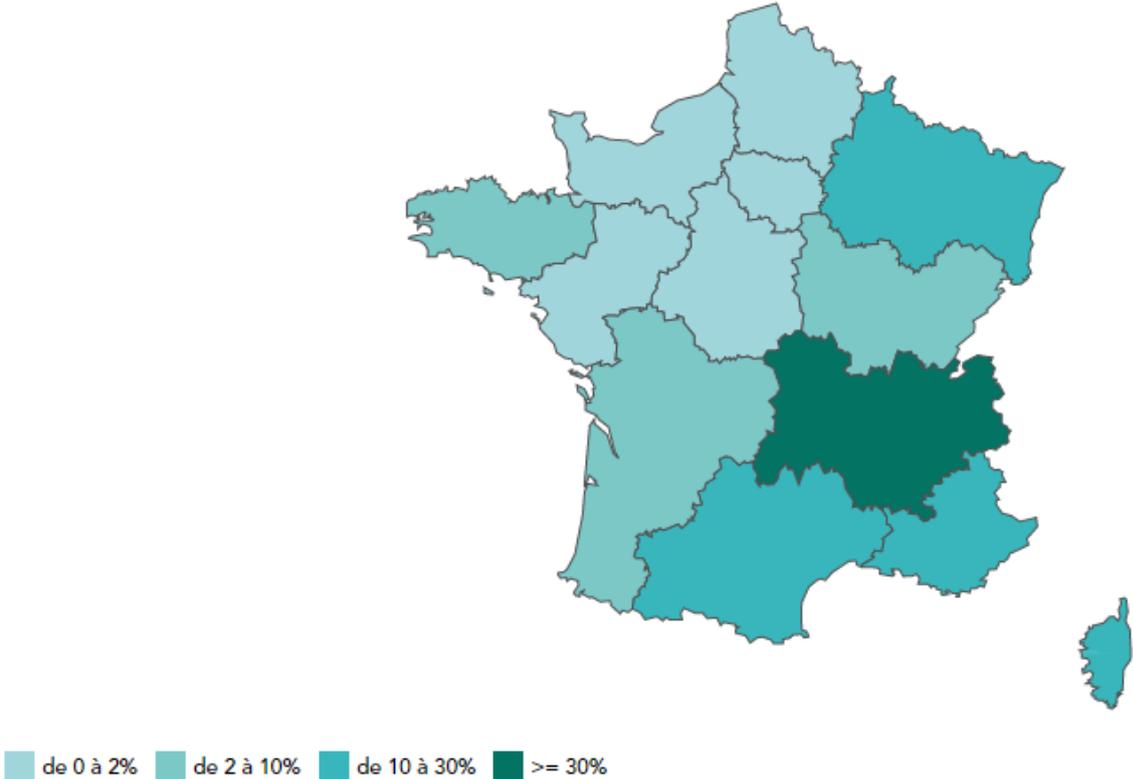
Parc hydraulique régional



# La production hydraulique (taux de couverture en %)

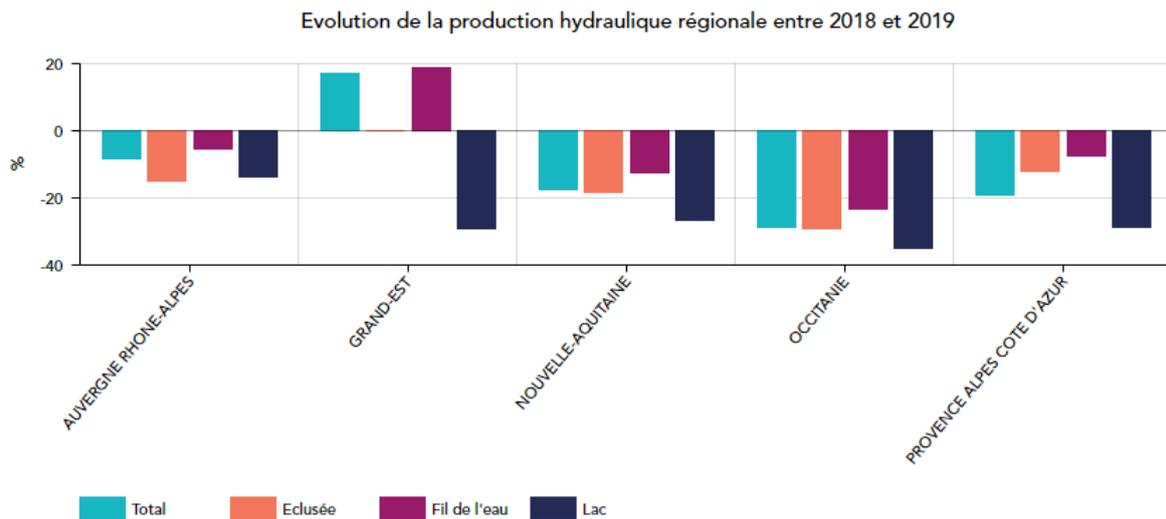
Le [taux de couverture](#) régional par la [production hydraulique](#) est le plus important en Auvergne-Rhône-Alpes où il dépasse 40%.

Taux de couverture hydraulique



## Effets de la pluviométrie sur la production hydraulique

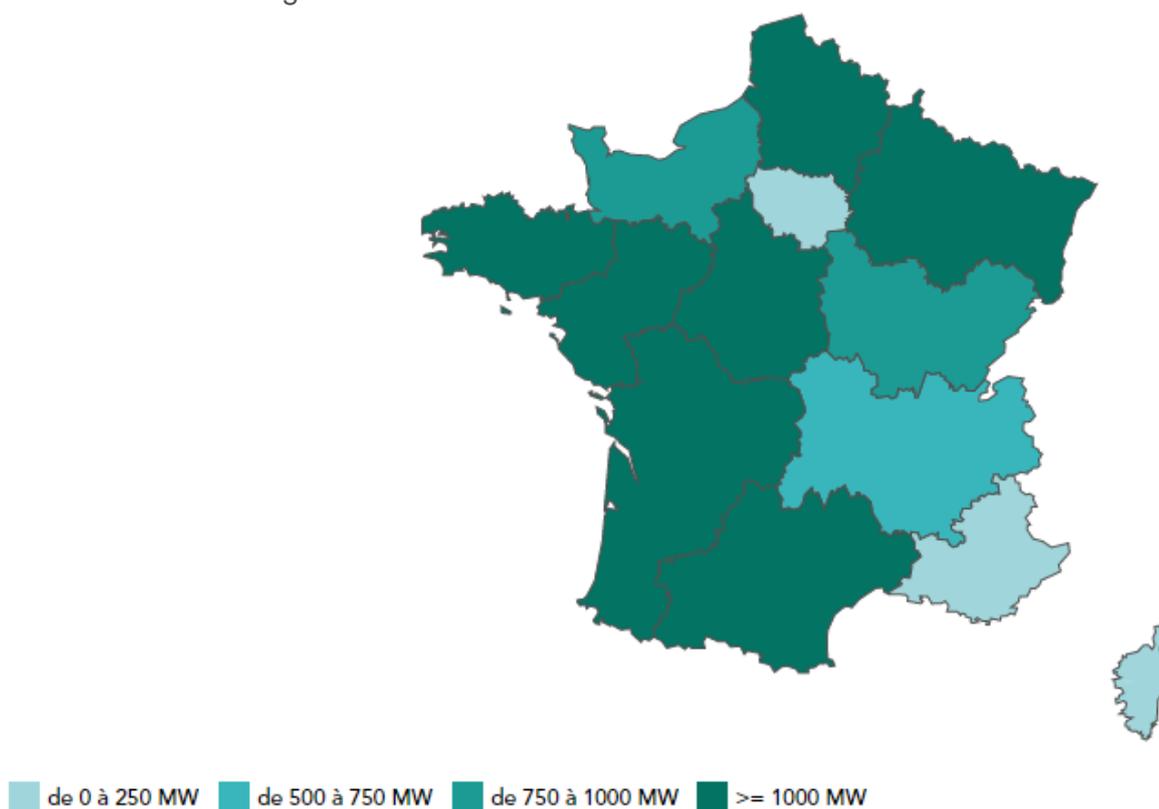
Les fluctuations annuelles de la [production hydraulique](#) sont fortement liées au niveau des précipitations. Le déficit pluviométrique en 2019 par rapport à 2018 ayant été important, la [production hydraulique](#) est en baisse sur toutes les régions excepté la région Grand-Est.



Voir aussi données SEI : [Bilan électrique SEI Corse et Outre-mer](#)

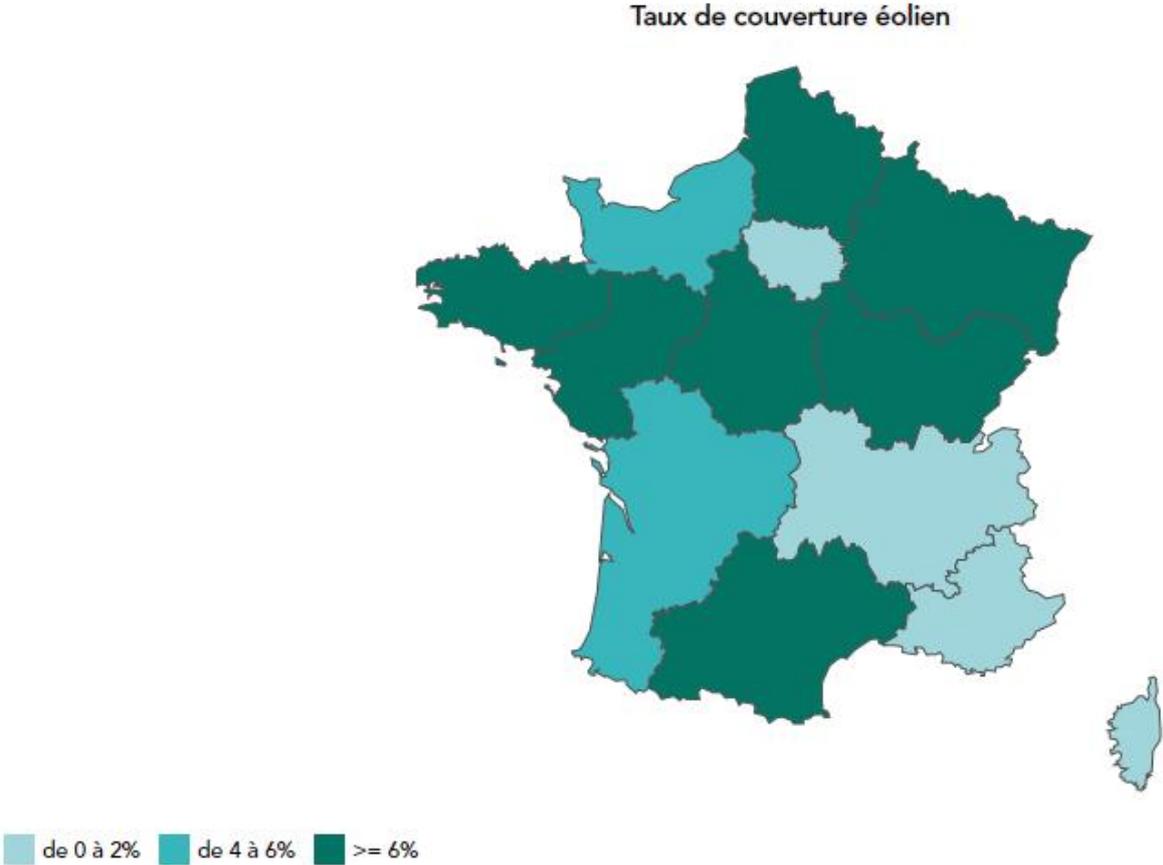
## Le parc éolien (répartition en MW)

Les aspects climatiques (les régimes de vent), les contraintes environnementales et la volonté politique au niveau local expliquent le développement régional contrasté de la filière éolienne. Les régions disposant du parc installé le plus important sont les régions Hauts-de-France et Grand Est avec respectivement 4,5 GW et 3,6 GW de capacité éolienne installée. L'augmentation du parc installé par rapport à 2018 est supérieure à 10% dans ces deux régions.



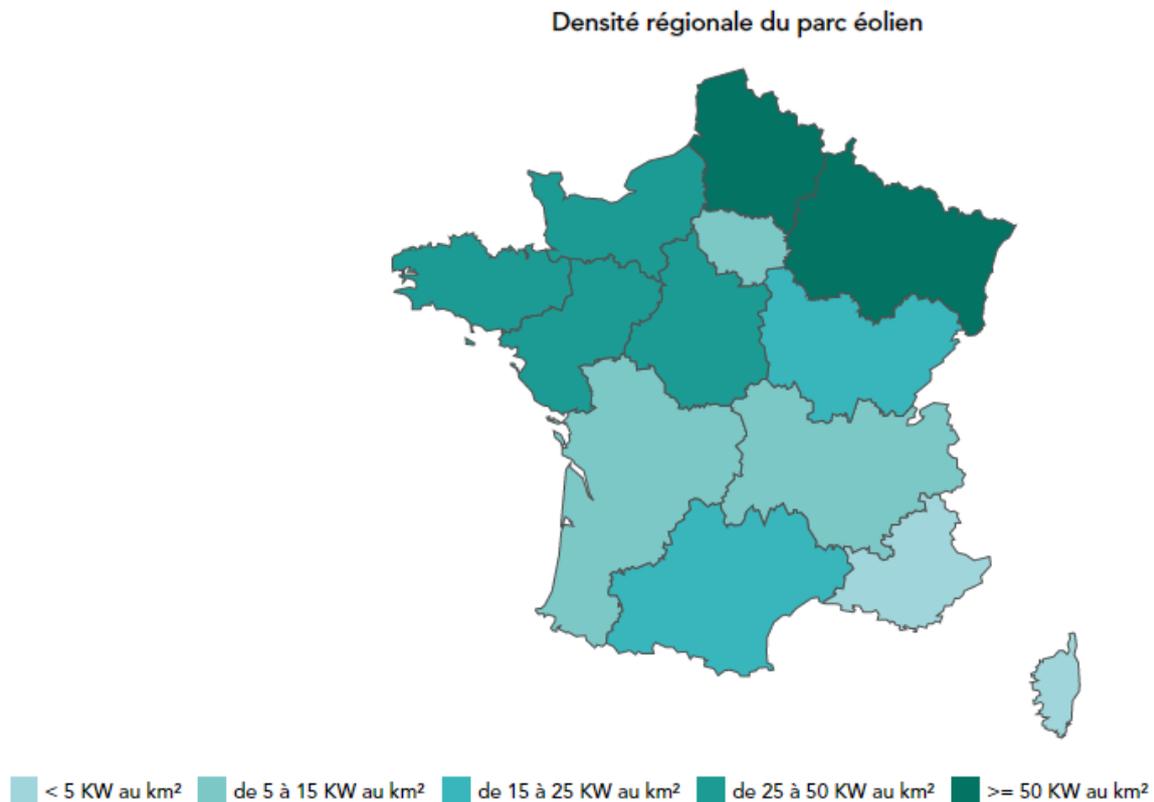
# La production en région (taux de couverture en %)

Le [taux de couverture](#) éolien régional moyen atteint 7,5%. Il dépasse 14% dans les régions Hauts-de-France, Grand Est et Centre-Val de Loire.



## La densité régionale du parc

La densité permet d'appréhender la puissance installée au km<sup>2</sup> pour chaque territoire. La région Hauts-de-France, dont le parc installé est le plus important, possède la plus forte densité. Avec le troisième parc installé, la région Occitanie se situe pourtant au septième rang en terme de densité, en dessous de la moyenne nationale qui s'établit à 22,4 kW au km<sup>2</sup>.

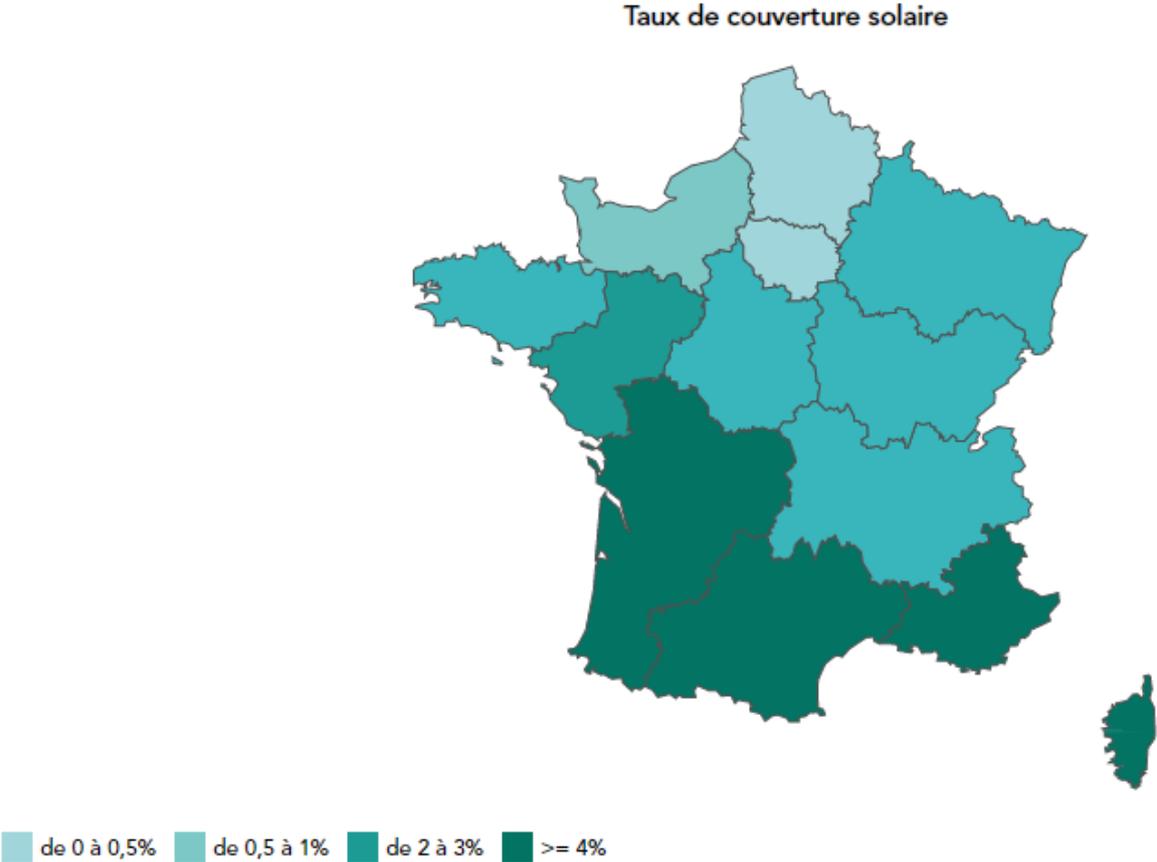


Voir aussi données SEI : [Bilan électrique SEI Corse et Outre-mer](#)



# La production solaire (taux de couverture en %)

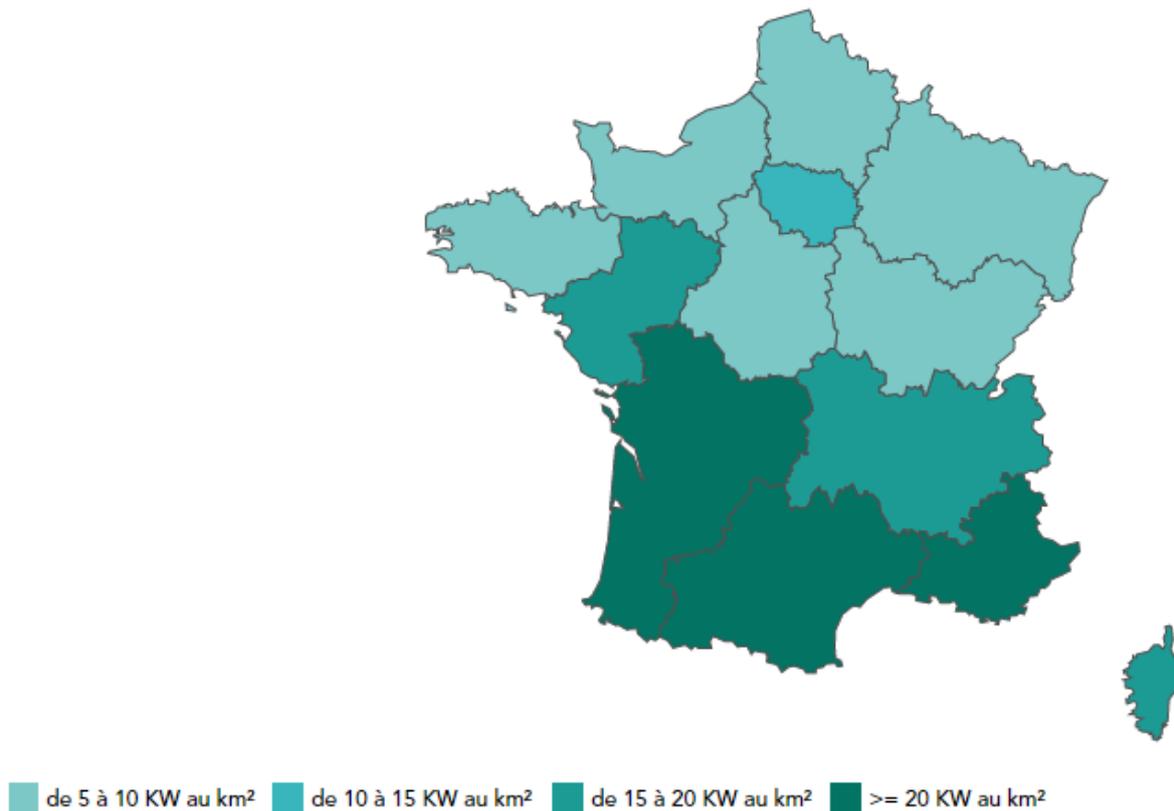
Le taux de couverture solaire régional dépasse 5% dans les régions Corse, Occitanie et Nouvelle-Aquitaine.



## La densité régionale du parc

La densité permet d'appréhender la puissance installée au km<sup>2</sup> pour chaque territoire. La région Provence-Alpes-Côte d'Azur possède le taux le plus important alors que sa capacité se situe au troisième rang national. A l'inverse, la région Auvergne-Rhône-Alpes, possédant le quatrième parc le plus important, a une densité en-dessous de la moyenne nationale qui s'établit à 15,3 kW au km<sup>2</sup>.

Densité régionale du parc solaire

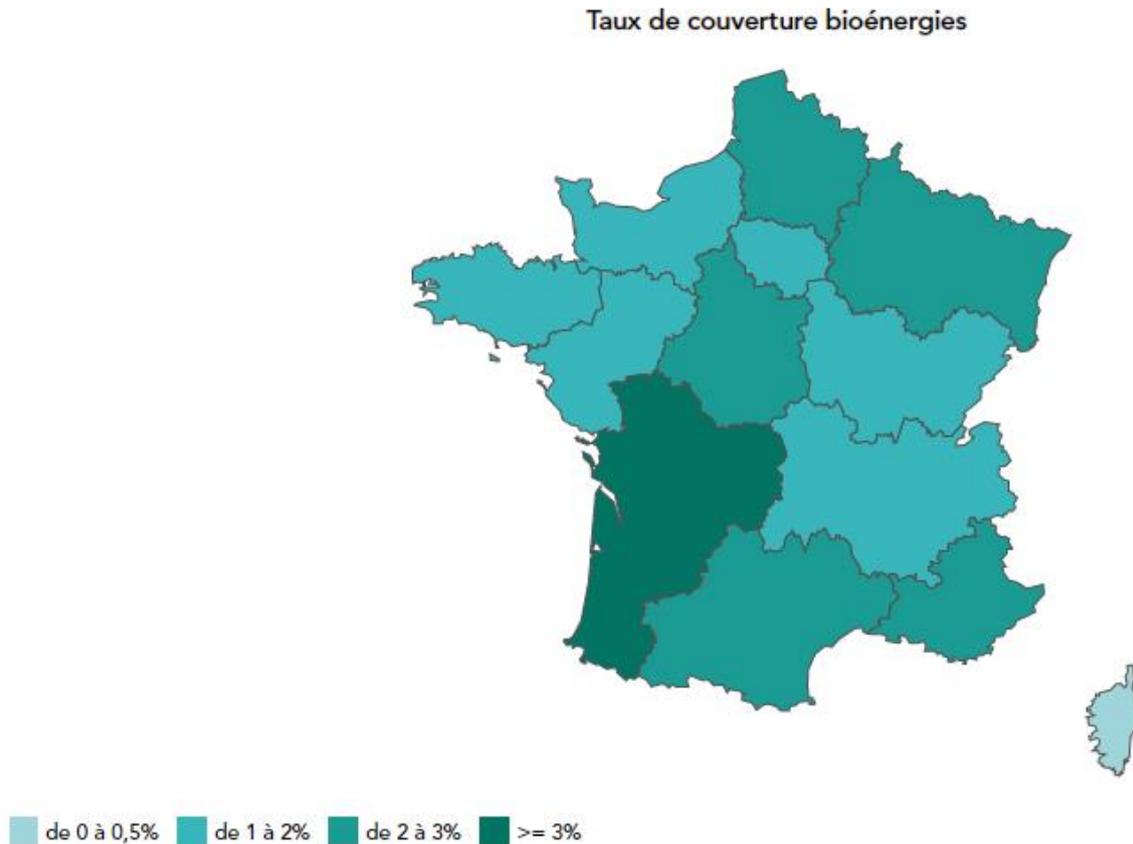


Voir aussi données SEI : Bilan électrique SEI Corse et Outre-mer



## La production bioénergie (taux de couverture en %)

Le [taux de couverture](#) régional par la [production bioénergies](#) est le plus important en Nouvelle-Aquitaine où il dépasse 3%.



Voir aussi données SEI : Bilan électrique SEI Corse et Outre-mer

# Réseau de transport

## Evolution du réseau en 2019



### Longueur de lignes

Avec 105 942 km de lignes, RTE est le plus grand gestionnaire de réseau de transport d'Europe. En tant qu'opérateur du système électrique, RTE veille à offrir à ses clients l'accès à une électricité économique, sûre et propre, aujourd'hui et demain. Cela passe notamment par des investissements dans la durée pour bâtir le réseau transport d'électricité au service de l'économie et de l'énergie de demain.

Cette année a été marquée par :

l'inauguration de la nouvelle liaison souterraine 225 kV **Quatre Seigneurs – Saumade** dans l'Hérault ;

le remplacement de la liaison souterraine 225 kV **Argia – Mouguerre** par une liaison souterraine hyperconnectée, dans les Pyrénées-Atlantiques ;

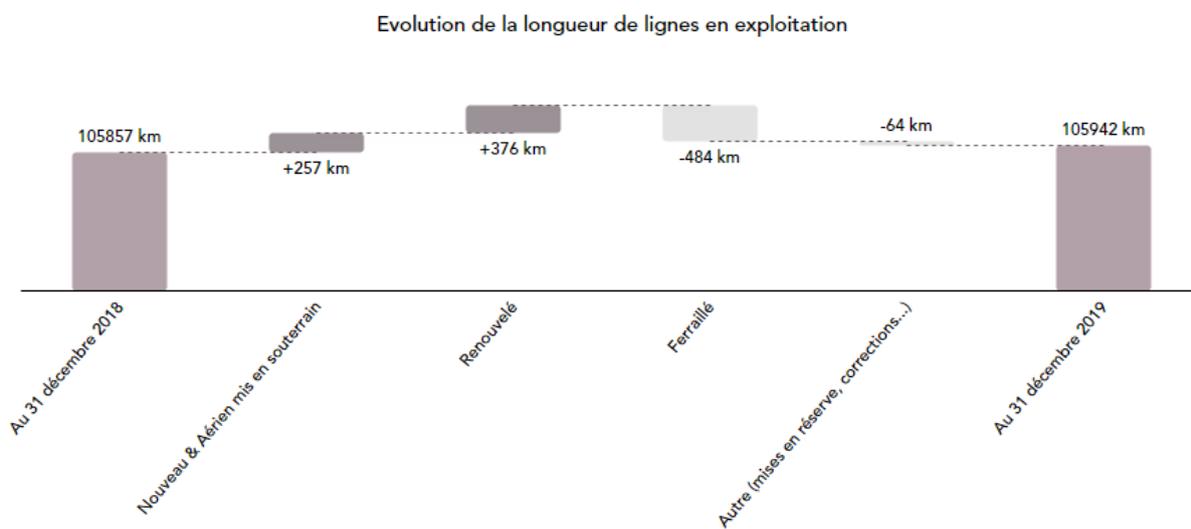
la mise en souterrain de la liaison 63 kV **Castelnau – Fréjorgues – Montpellier – Pastourel** autour de Montpellier dans le cadre du projet en cours de Mise En Souterrain d'Initiative Locale (MESIL) ;

la mise en service de la liaison souterraine 63 kV **l'Argentière – Serre-Barbin** dans les Hautes-Alpes dans le cadre de la rénovation du réseau électrique en Haute-Durance.

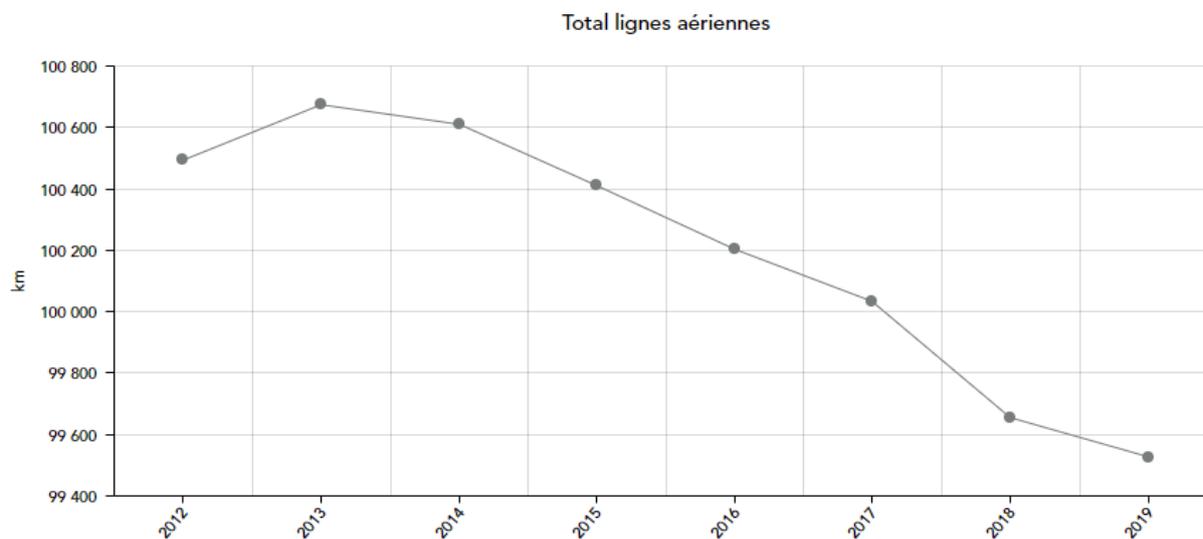
Les nouvelles liaisons souterraines (soit sur un nouveau tracé, soit en remplacement d'une liaison aérienne) représentent 219 km, tandis que 477 km de liaisons aériennes ont été déposées (définitivement ou pour renouvellement) au cours de cette année.

La longueur du réseau en exploitation augmente de 85 km en 2019 par rapport à l'an dernier.

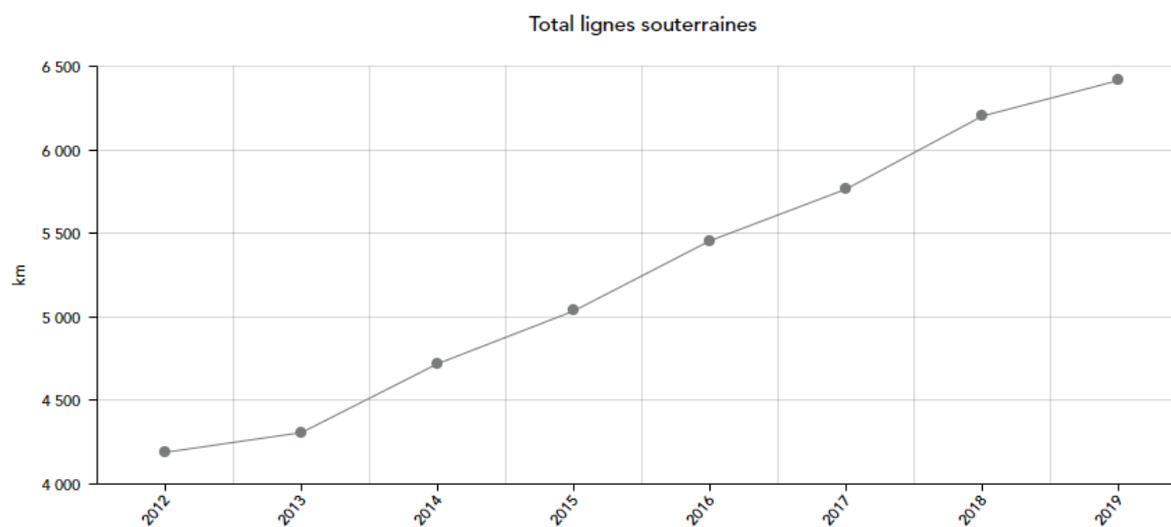
Longueur de lignes en exploitation (km)	Aérien	Souterrain	Total
<b>Au 31 décembre 2018</b>	99 655	6 202	105 857
<b>Neuf</b>	401	232	633
<i>nouveau</i>	38	160	198
<i>renouvelé</i>	363	13	376
<i>aérien mis en souterrain</i>	0	59	59
<u>Ferraillé</u>	-477	-7	-484
<i>Autre (mises en réserve, corrections de longueur...)</i>	-52	-12	-64
<b>Au 31 décembre 2019</b>	<b>99 527</b>	<b>6 415</b>	<b>105 942</b>
<b>Evolution de 2018 à 2019</b>	-128	213	85



La longueur totale des lignes aériennes sur le réseau de transport poursuit sa diminution en atteignant 99 527 km.



La longueur totale des lignes souterraines en exploitation continue de croître avec 6 415 km.



## Raccordement des postes électriques

---

A l'instar des lignes, les postes jouent un rôle important dans le bon fonctionnement du réseau en recevant, transformant et répartissant l'énergie électrique. Des investissements dans la durée sont tout autant nécessaires.

**Seize** nouveaux postes ont été raccordés au réseau public de transport en 2019, dont **neuf** en 225 kV.

Il faut noter l'inauguration des postes suivants :

- **Montgros** 225 kV en Lozère (renforcement de la qualité de l'alimentation du département et accompagnement à la transition énergétique) ;
- **Saverdun** 63 kV en Ariège (renforcement de l'attractivité de ce territoire avec le raccordement d'une sous-station SNCF).

# Liaisons nouvelles et renouvelées



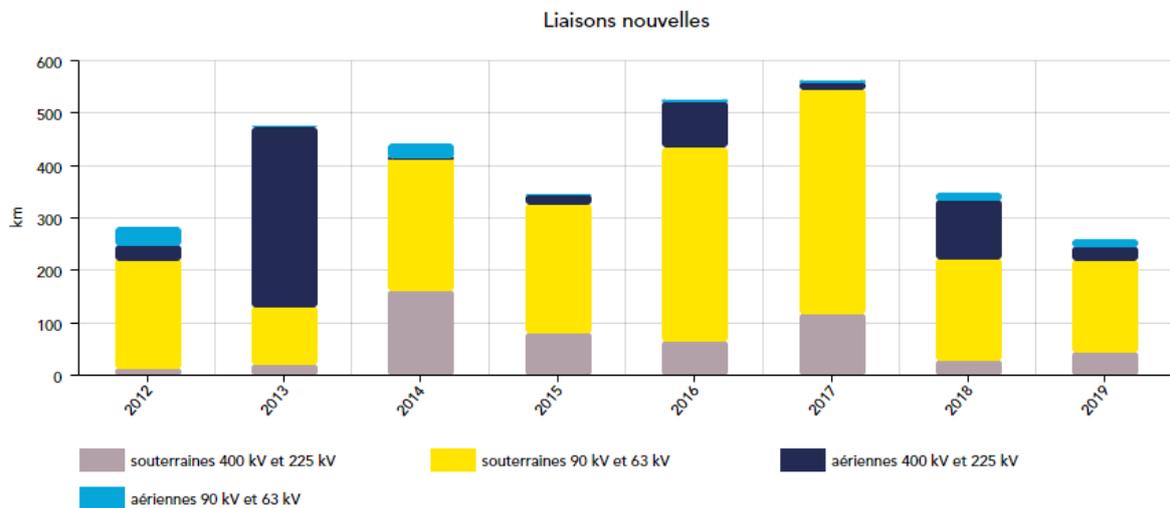
**633 km**  
Longueur des liaisons électriques neuves en 2019

**257 km**  
Nouvelles liaisons

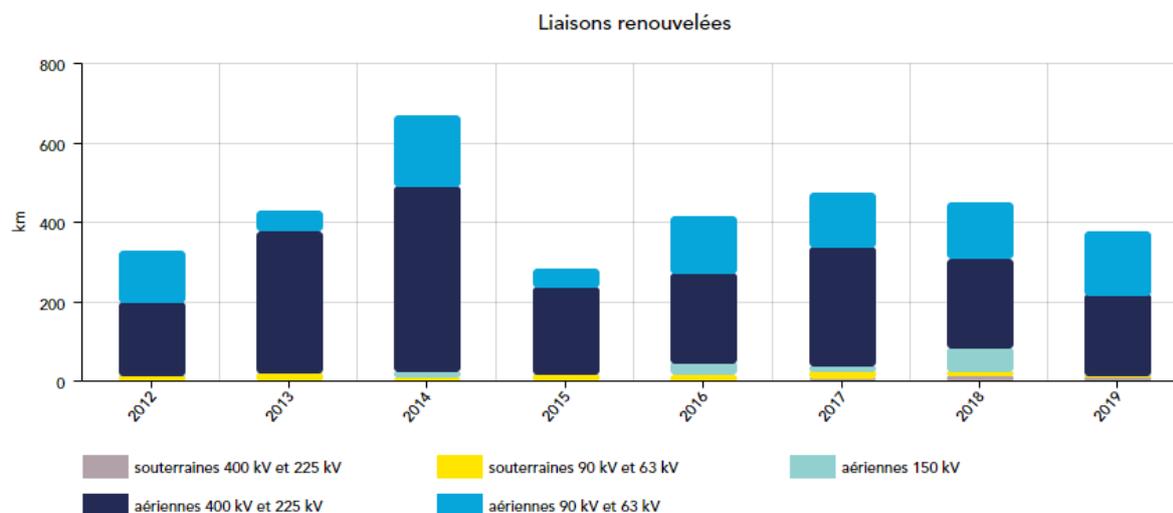
**376 km**  
Liaisons renouvelées

## Le réseau souterrain continue sa progression

En 2019, le réseau public de transport compte plus de 257 km de nouvelles liaisons (incluant les mises en souterrain de liaisons existantes).



Par ailleurs RTE a renouvelé plus de 376 km de liaisons aériennes et souterraines sur son réseau.



### Focus

RTE s'est engagé, dans le cadre de son contrat de service public avec l'État signé en mai 2017, à ce que le réseau de lignes électriques aériennes n'augmente plus, voire diminue ([cf. graphe total lignes aériennes](#)).

Depuis 2017, 95,5 % des nouvelles lignes 90 kV et 63 kV mises en service sont souterraines. RTE s'attache aussi à «déposer» des lignes électriques aériennes existantes. Avec l'évolution des technologies, RTE a de plus en plus souvent recours à la mise en souterrain des lignes à haute tension.

Aujourd'hui le réseau est souterrain à :

- 8,6 % en 63/90 kV ;
- 5,6 % en 225 kV ;
- de façon négligeable en 400 kV (0,03 %).

## Tensions 400 kV et 225 kV

---

### Souterrain

45 km de nouvelles liaisons souterraines ont été mises en exploitation en 225 kV en 2019. Cela concerne principalement :

- l'inauguration de la liaison souterraine 225 kV *Quatre Seigneurs – Saumade*, dans l'Hérault, pour renforcer l'alimentation électrique de l'agglomération de Montpellier ;
- la mise en service de la liaison double-circuits 225 kV *Béziers-Est- St-Vincent*, dans l'Hérault, pour renforcer l'alimentation électrique de l'agglomération de Béziers ;
- l'inauguration de la liaison 225 kV *Grimaud – Trans*, dans le Var, pour renforcer l'alimentation électrique du département ;
- les mises en service des liaisons 225 kV *Saclay – St-Aubin* et *Saclay – Villeras*, dans l'Essonne, pour raccorder un poste source.

### Aérien

RTE a renouvelé près de 205 km de conducteurs aériens en 2019 pour les tensions 400 kV et 225 kV, dont une très grande partie concerne :

- le renouvellement de la liaison 225 kV *Châtillon-sur-Seine – Darcey – Rosières* en Côte-d'Or ;
- le renouvellement de la liaison 400 kV *Chesnoy – Cirolliers* dans l'Essonne et la Seine-et-Marne ;
- l'inauguration de la liaison 225 kV *Grimaud – Trans*, dans le Var, pour renforcer l'alimentation électrique du département ;
- le renouvellement de la liaison 225 kV *Carrières – Roye – Valescourt* dans l'Oise.

## Tensions 63 kV et 90 kV

---

### Souterrain

Avec 175 km de nouvelles liaisons mises en exploitation, la longueur des câbles souterrains en tensions 63 kV et 90 kV augmente en 2019. RTE a procédé en particulier à la mise en service de :

- la liaison 63 kV *Gourdan – Lestelle* en Haute-Garonne ;
- la liaison 63 kV *l'Argentière – Serre-Barbin* dans les Hautes-Alpes ;
- la liaison 63 kV *Bains-les-Bains – Pouxoux* dans les Vosges ;
- la liaison 63 kV *Langogne – Montgros* en Lozère.

### Aérien

Certains ouvrages aériens de tension 63 kV et 90 kV ont fait l'objet de travaux de renouvellement des conducteurs pour un total de 159 km. On peut citer :

- la liaison 63 kV *Grisolles – Montdauphin* dans les Hautes-Alpes ;
- la liaison 63 kV *Baraqueville – Thuries – Pré-Grand* dans le Tarn ;
- la liaison 90 kV *Armonville – Thionville* dans le Loiret ;
- la liaison 63 kV *Changy – Riorges* dans la Loire.

# Faits marquants 2019

## Inauguration du poste 225 kV de Montgros en Lozère

---



Situé à un carrefour électrique historique, ce nouveau poste permet de renforcer la qualité de l'alimentation électrique et d'accompagner la transition énergétique du département.

Avec un réseau qui date des années 1930, la Haute-Vallée de l'Allier est l'un des berceaux du développement de l'électricité en France et constitue un carrefour électrique entre la Lozère, l'Ardèche, la Haute-Loire et le Cantal. La création par RTE du poste de *Montgros* et son raccordement au poste existant de *Langogne* ouvrent une nouvelle page de cette histoire. Grâce à cet investissement de 30 millions d'euros, la Lozère bénéficie désormais d'un réseau électrique renforcé avec deux postes à 225 kV.

RTE s'est particulièrement investi pour respecter les paysages et l'environnement lozériens. Toutes les nouvelles lignes sont souterraines, aucun nouveau pylône n'a été construit.

14 km de câbles souterrains entre *Montgros* et *Langogne* ont aussi vu le jour.

Pour aller plus loin, voici le dossier consacré au projet [sur le MAG RTE&Vous](#).

## Inauguration de la nouvelle ligne souterraine 225 kV Quatre Seigneurs - Saumade

---

Pour sécuriser durablement l'alimentation électrique du nord de la Métropole de Montpellier, RTE réalise une nouvelle ligne électrique souterraine entre les postes de Quatre Seigneurs et de Saumade. Les travaux de cette liaison électrique de 7,8 km ont commencé à la fin du mois de novembre de l'année 2017 et se sont terminés en 2019. Ce projet de construction de ligne électrique souterraine porté par RTE au bénéfice de la collectivité, offre à l'agglomération de Montpellier un réseau connectant cinq postes électriques pouvant se secourir mutuellement depuis à l'hiver 2018/2019. Ce territoire bénéficie donc d'une électricité sûre et de qualité pour les décennies à venir dans un contexte d'augmentation de la consommation électrique liée au développement de l'agglomération.

## Mise En Souterrain d'Initiative Locale (MESIL) à Montpellier

---

En 2018, RTE a commencé les travaux de mise en souterrain de trois lignes électriques à l'est de la Métropole dans le cadre d'une mise en souterrain d'initiative locale. D'ici fin 2020, RTE démontera 36 pylônes depuis l'autoroute A709, jusqu'au domaine de Verchant, en passant par les quartiers de Port-Marianne soit au total 13 km de lignes aériennes supprimées. Ces travaux s'inscrivent dans un projet d'accompagnement du développement économique de l'est de la Métropole, qui se terminera d'ici fin 2020 grâce à la mise en service de trois nouvelles lignes souterraines.

Les trois liaisons concernées sont la liaison 225 kV *Saumade – Tamareau*, la liaison 225 kV *Montpellier – Pont Trinquat – Saint-Christol* et la liaison 63 kV *Castelnau – Fréjorgues – Montpellier – Pastourel*.

## Rénovation du réseau électrique en Haute-Durance

---



Une nouvelle ligne aéro-souterraine à 63 kV entre l'Argentière et le Monêtier-les-Bains a été mise en service dans le cadre de la rénovation du réseau électrique de la Haute-Durance. Cette ligne permet de renforcer le réseau actuel qui date des années 1930 et qui a été récemment fragilisé par les épisodes de neige collante.

## Inauguration du poste de Saverdun 63 kV en Ariège



Cette installation contribue au développement économique du territoire, en rendant possible l'installation d'une fonderie de précision en titane pour l'aéronautique à Mazères et le raccordement d'une sous-station SNCF. Elle accompagne la transition énergétique en Ariège en permettant l'accueil de sites de production d'électricité renouvelable : deux projets de centrales photovoltaïques sont à l'étude, en sus de l'actuelle production hydraulique de la régie. Elle contribue également à renforcer la qualité de l'électricité des 5 000 clients particuliers et entreprises du territoire qu'elle alimente, un chiffre en constante augmentation compte-tenu de la dynamique démographique locale.

## Remplacement de la liaison souterraine 225 kv Argia - Mouguerre par une liaison souterraine hyperconnectée

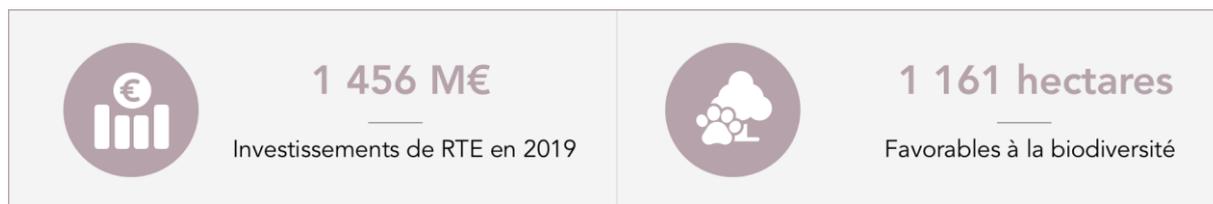


Cette liaison électrique souterraine contribue au renforcement de la sécurité d'alimentation électrique du Pays Basque et constitue une première en termes de couplage de technologies électrique et numérique.

Ce projet représente un budget de 10 millions d'euros et a deux objectifs :

- renforcer la liaison électrique entre Villefranque et Mouguerre, en complément de l'installation de deux nouveaux transformateurs (400 kV et 225 kV) au sein du poste électrique d'Argia (Villefranque) ;
- installer des fibres optiques directement dans les câbles, ainsi que des capteurs le long des câbles. Cette première technologique permettra de récolter des informations en temps réel (température, vibrations etc.) et donc d'exploiter au mieux les câbles, tout en prévenant et anticipant les pannes éventuelles. Cela permet également de développer la sécurité à proximité de nos ouvrages grâce aux capteurs de vibrations.

# Investissements de RTE

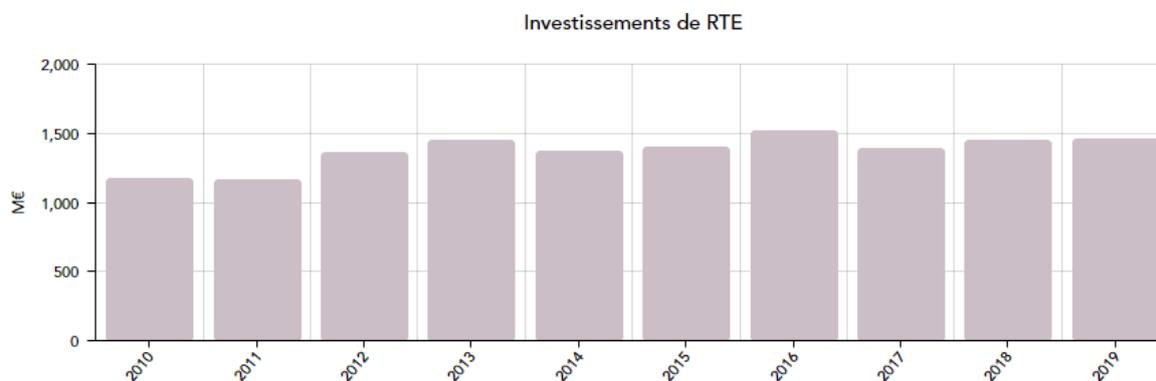


## RTE a investi 1 456 M€ d'euros en 2019

En 2019, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'élève à 1 456 M€. Les principaux investissements ont porté sur la poursuite des travaux sur la nouvelle interconnexion avec l'Angleterre (« IFA2 »), sur l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus (« Savoie – Piémont ») ainsi que sur la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance.

L'année a également été marquée par la poursuite des projets Avelin – Gavrelle et Carrières – Breteuil – Valescourt ainsi que par le début des dépenses sur le projet Saint-Nazaire.

Le projet de programme d'investissement 2020 de RTE autorisé par le régulateur s'élève à 1 808 M€. La hausse par rapport aux investissements 2019 s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs : la phase de finalisation des travaux sur l'interconnexion Savoie – Piémont, la poursuite des travaux sur l'interconnexion IFA2 et sur le projet Haute Durance ainsi que la montée en puissance des travaux de raccordement des parcs éoliens posés en mer, du projet Avelin – Gavrelle et des mises en souterrain d'initiative locale liées aux JO 2024. Le programme est complété par la montée en puissance du raccordement de la [CCG](#) de Landivisiau.



## RTE agit pour l'environnement et le développement de la biodiversité

---

RTE déploie des actions pour réduire les impacts environnementaux de ses activités grâce à une meilleure utilisation de ses ressources et de l'énergie. Par exemple, RTE est engagé depuis 2004 dans une politique volontariste de réduction des fuites de SF<sub>6</sub>, gaz à fort pouvoir d'effet de serre. En effet, ce gaz est aujourd'hui utilisé pour isoler les appareils à haute tension. On en retrouve dans les disjoncteurs SF<sub>6</sub> (qui sont présents dans la plupart des postes aériens) et dans les PSEM (Poste Sous Enveloppe Métallique) qui peuvent être dans des bâtiments ou en extérieur. En 2019, ce sont 4,9 tonnes de SF<sub>6</sub> qui ont été émises. Des progrès sont attendus via la mise en œuvre d'une solution de récupération des fuites.

RTE développe également des partenariats pour faire de ses couloirs de lignes des corridors de biodiversité. En effet, la quasi-totalité des ouvrages de RTE est située dans des zones agricoles (70 %) ou boisées (20 %) et près de 23 000 km de couloirs de lignes traversent des espaces naturels protégés.

La préservation et le développement de la biodiversité constituent un axe fort de la politique environnementale de l'entreprise. Cet engagement est reconnu au titre de la « Stratégie Nationale pour la Biodiversité 2011-2020 » par le Ministère de la Transition écologique et solidaire.

En 2019, RTE a aménagé 1 161 hectares de superficie favorable à la biodiversité. Ces aménagements réalisés au travers de partenariats avec les acteurs locaux renforcent l'ancrage territorial de l'entreprise.

Le [rapport de gestion de RTE](#) contient la totalité des informations relatives au développement durable. Il sera disponible au mois de mars.

# Carte des principaux projets en cours ou à venir

Focus

---

## Schéma décennal

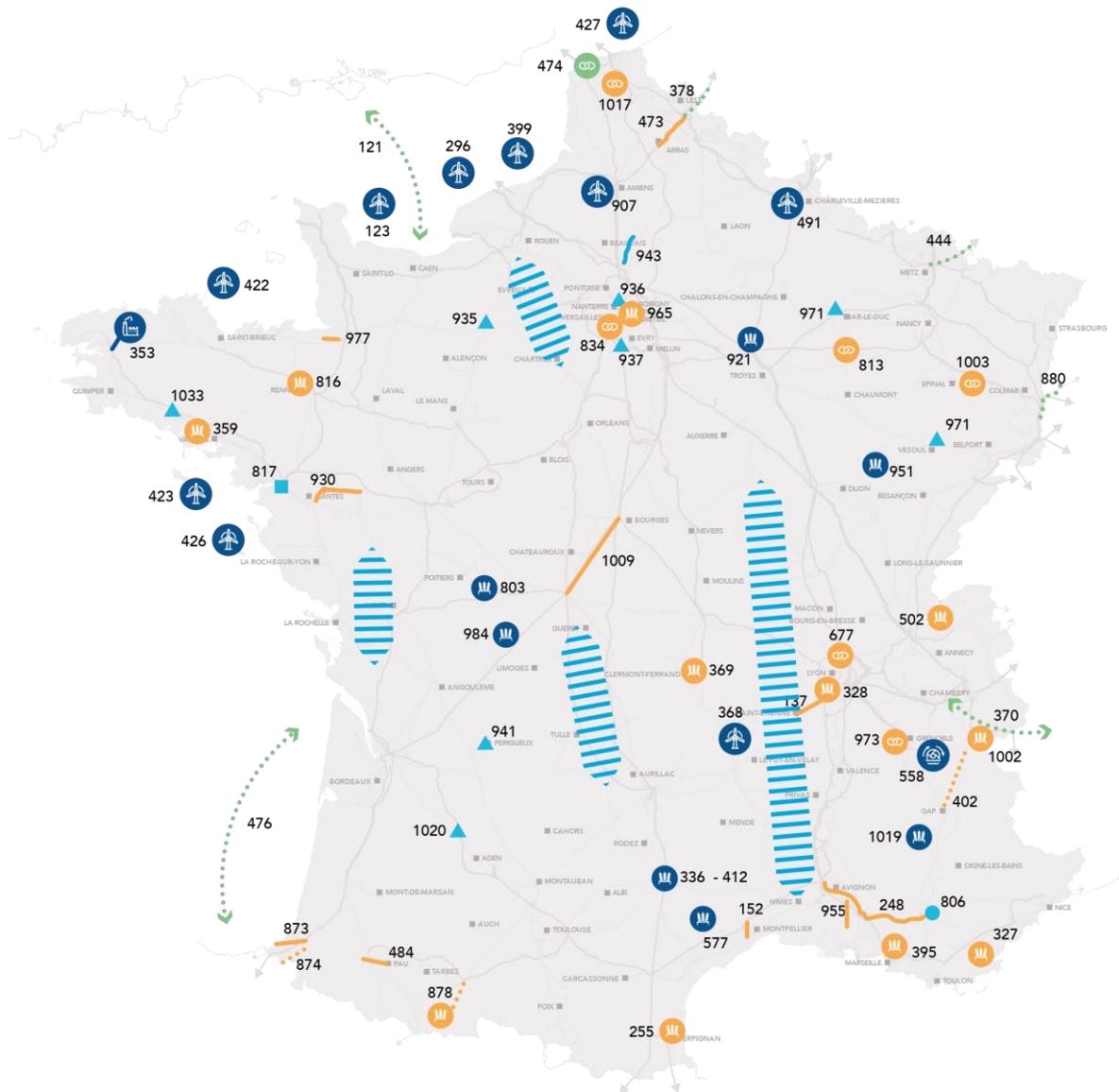
Dans l'édition 2019, RTE présente son nouveau SDDR (Schéma Décennal de Développement du Réseau), élargi et repensé pour éclairer sur les évolutions nécessaires des réseaux pour la transition énergétique. Ce schéma constitue un vecteur de déclinaison opérationnelle de la [PPE](#) et est issu d'une large concertation publique avec les parties prenantes. Il présente l'évolution de l'ensemble des enjeux sur le réseau de transport – industriels, sociétaux, environnementaux et financiers (dépenses d'investissement et d'exploitation) et articule des trajectoires financières détaillées. Il retient un horizon de 15 ans (période 2021-2035), comparable avec le cadrage général de la [PPE](#) et avec les scénarios du Bilan prévisionnel publiés en novembre 2017 et fait l'objet d'une évaluation environnementale stratégique volontaire (EES), réalisée avec l'appui d'un cabinet spécialisé.

Pour en savoir plus sur le développement du réseau, consulter le [Schéma Décennal du Développement du Réseau](#)

## Carte des principaux projets en cours et à venir

---

La consistance et la nature des projets engagés et devant être mis en service au cours des prochaines années traduit les évolutions en cours dans le secteur de l'énergie, comme la stabilisation de la consommation d'électricité et le développement des énergies renouvelables.



**TYPE D'OUVRAGES RTE**

- Renforcement de ligne existante
- ..... Création de nouvelle ligne
- ▨ Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser)
- Ⓜ Nouveau poste ou renforcement

**RACCORDEMENT**

- Ⓜ Cycle combiné gaz
- Ⓜ Éolien, photovoltaïque
- Ⓜ Hydrolien, hydraulique
- Ⓜ Consommation, interconnexion

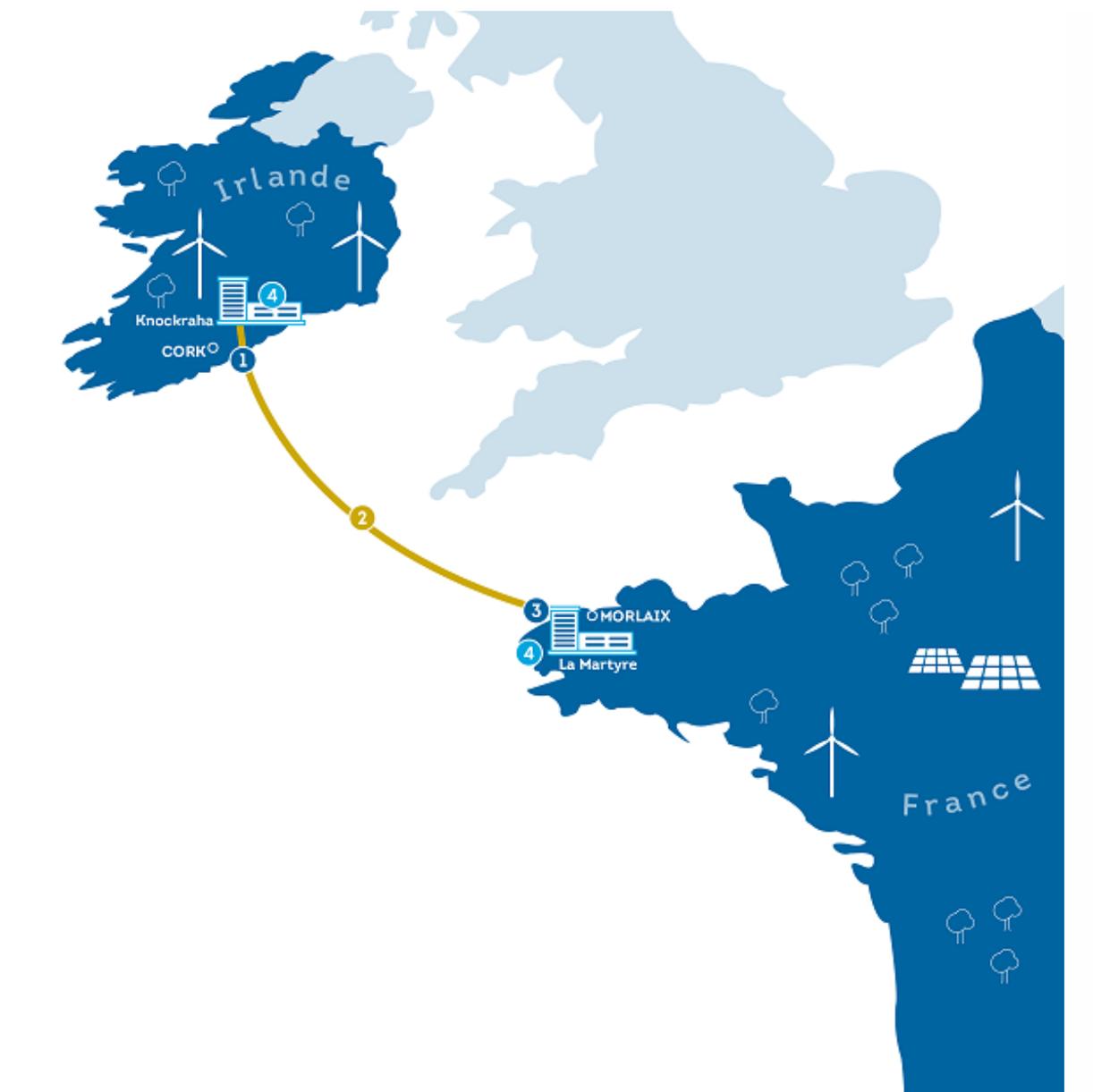
**FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS**

- Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
- Accueillir le nouveau mix énergétique
- Préserver le système électrique
- Développer les capacités d'échanges aux interconnexions

**FINALITÉ : PRÉSERVER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE**

- ▲ Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

## Projet Celtic



Le projet Celtic Interconnector, porté par RTE et son homologue EirGrid, vise à créer une liaison électrique à courant continu (HVDC), longue d'environ 575 km (dont environ 500 km en mer), permettant l'échange direct d'électricité entre la France et l'Irlande. D'une capacité de 700 MW, ce projet reliera la côte nord de la Bretagne et la côte sud de l'Irlande.

Ce projet d'interconnexion entre la France et l'Irlande, répond aux enjeux européens en matière de transition énergétique et de lutte contre le changement climatique en facilitant le développement des énergies renouvelables et l'évolution vers un mix électrique à bas carbone. Il contribue également à renforcer la solidarité électrique entre les deux pays.

Plus d'informations [sur ce lien](#).

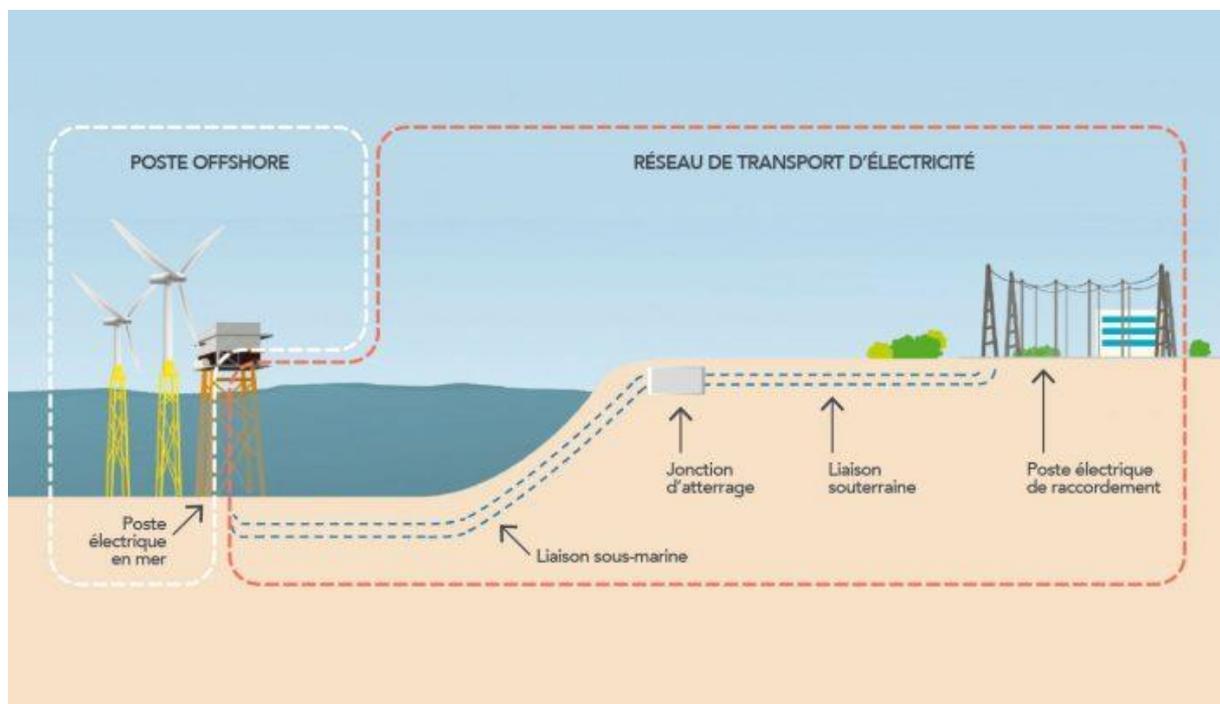
## Projet Haute-Durance



L'alimentation électrique de la région de la Haute-Durance repose essentiellement sur une ligne unique à 150 kV datant de 1936. Son alimentation électrique est aujourd'hui fragilisée, notamment lors des pointes de consommation d'électricité en hiver. RTE a conçu un programme décliné en six projets qui consistent à créer un réseau 225 kV en remplacement de l'actuel réseau 150 kV, et à rénover le réseau 63 kV existant (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement) tout en préservant l'environnement de la Haute-Durance. Ce projet se concrétise par 18 chantiers qui s'échelonneront jusqu'à la mise en service complète à l'horizon 2020.

## Raccordement de la production éolienne offshore

Dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) la France s'est fixé comme objectif l'installation d'une capacité de production électrique d'éolien en mer posé de 3 000 MW à l'horizon 2023. Le pays dispose d'un fort potentiel de développement pour ce type de production d'électricité, compte tenu des atouts naturels de son territoire (11 millions de km<sup>2</sup> d'eaux sous sa juridiction). Les zones à plus fort potentiel sont concentrées au large des côtes de Normandie, de Bretagne et des Pays de la Loire. Deux appels d'offres ont été lancés par l'État pour la construction des parcs éoliens offshore dans ces zones, un troisième a été lancé fin 2018 pour un projet au large des côtes de Dunkerque. RTE est en charge des études et de la réalisation de ces raccordements. La solution envisagée est la création de liaisons doubles à 225 kV, d'abord sous-marines entre le parc éolien raccordé au poste électrique en mer et la jonction d'atterrage, puis souterraines entre cette jonction d'atterrage et le poste électrique 225 kV de raccordement.



Les sites concernés par le premier appel d'offres ont déjà fait l'objet d'une concertation avec les acteurs locaux, les services de l'État et les gestionnaires d'infrastructures, pour définir les tracés les plus appropriés d'un point de vue technico-économique et environnemental. Fin 2015, les différents projets ont été soumis à l'enquête publique ouverte dans les communes concernées par les futurs parcs de Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Nazaire et Saint-Brieuc. Les premières mises en service de ces sites de production ne sont pas prévues avant 2021.

## Golfe de Gascogne

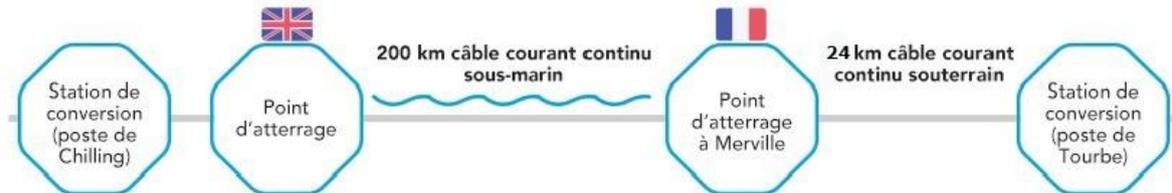
Le projet Golfe de Gascogne vise à créer une nouvelle interconnexion électrique entre la France et l'Espagne. Prévus pour être mis en service à l'horizon 2025, cette liaison portera les capacités d'échanges d'électricité entre ces deux pays à près de 5 000 MW. Longue de 370 km, elle reliera le poste de *Cubnezais* (près de Bordeaux) au poste de *Gatika* (près de Bilbao). Il s'agira de la première interconnexion en partie sous-marine entre la France et l'Espagne.



L'interconnexion électrique France-Espagne par le Golfe de Gascogne, reconnue comme Projet d'Intérêt Commun par l'Europe, est mise en œuvre par INELFE, la société constituée par RTE et son homologue espagnol REE (Red Eléctrica de España). Plus d'informations concernant le projet [sur ce lien](#).

## Projet IFA 2

Mené en collaboration avec le gestionnaire du réseau de transport britannique National Grid, le projet de la nouvelle interconnexion France – Angleterre (« IFA 2 ») s'inscrit dans le cadre de l'accompagnement de la transition énergétique. Il a pour objectif de participer à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité des deux pays.



Ce projet consiste en la création d'une liaison à courant continu d'environ 225 km entre Tourbe, situé au Sud de Caen, et Fareham en Angleterre. Aux deux extrémités, des stations de conversion assurent la transformation du courant continu en courant alternatif afin de raccorder la liaison au réseau de transport d'électricité. La capacité de transit de la future liaison s'élèvera à 1 GW.

## Projet Savoie Piémont

Le chantier, débuté au printemps 2015 et mené par RTE et son homologue italien TERNNA, consiste à construire une nouvelle interconnexion entre la France et l'Italie qui reliera les postes de *Grande-Ile* (Sainte-Hélène du Lac) et de *Piossasco* (Turin), par l'intermédiaire d'une liaison souterraine à courant continu de près de 190 km. Véritable prouesse technologique, cette nouvelle liaison permet de développer la solidarité électrique européenne, en augmentant de 60% la capacité d'échange entre les deux pays.

Plus d'informations [sur la page internet RTE](#) dédiée à ce projet.

## De nouvelles flexibilités indispensables au réseau électrique

Au regard des ambitions affichées par la Commission européenne et le gouvernement français en matière de transition énergétique, RTE estime que les besoins de flexibilités du réseau électrique augmenteront significativement à compter de 2030. RTE lance aujourd'hui des expérimentations en France pour identifier et déployer les flexibilités nécessaires.

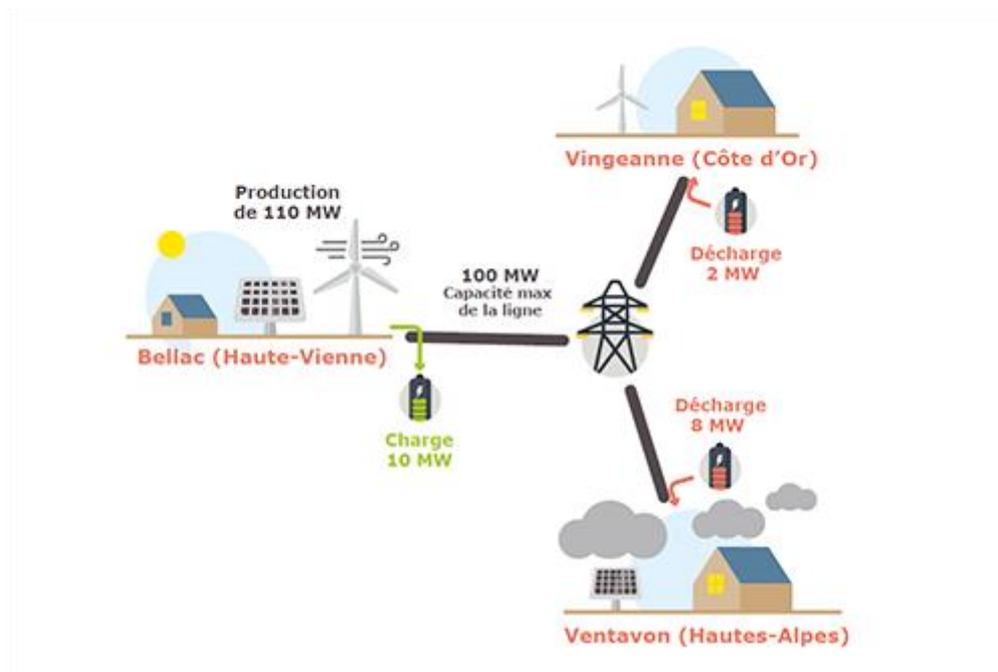
Le système électrique peut absorber le développement des énergies renouvelables prévu par la PPE ouverte à la consultation publique. Le dimensionnement actuel du réseau électrique associé au déploiement des automates et du numérique permettront d'intégrer les nouveaux moyens de production au réseau électrique, à cette échéance.

Au-delà de la PPE, le réseau électrique devra recourir à davantage de flexibilités : le recours accru au pilotage de la consommation, la mobilisation des différentes formes de stockage (diffuses ou de grand volume) et l'hydrogène, en fonction des scénarios d'évolution du mix énergétique.

RTE démarre une expérimentation de stockage d'électricité sur son réseau, appelée « RINGO » sur trois sites en France.

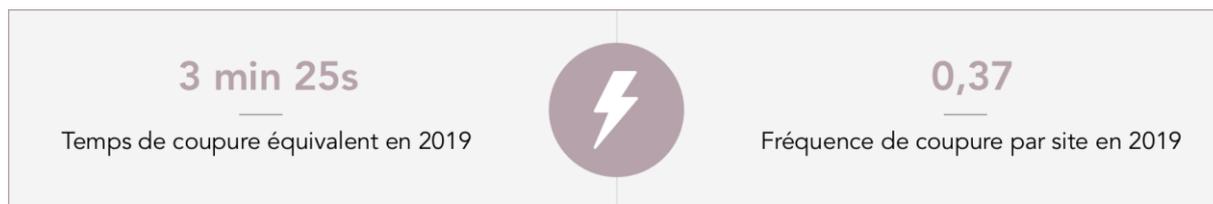
RTE a choisi trois sites et trois consortiums différents pour lancer cette expérimentation : Vingeanne (Côte d'Or) sera équipé par Nidec Asi, Bellac (Haute-Vienne) par Saft/Schneider et Ventavon (Hautes-Alpes) par Blue Solutions/Engie Solutions/SCLE INEO.

L'ensemble des travaux sont lancés en 2020.



Plus d'informations sur Média RTE France.

## Qualité de l'électricité



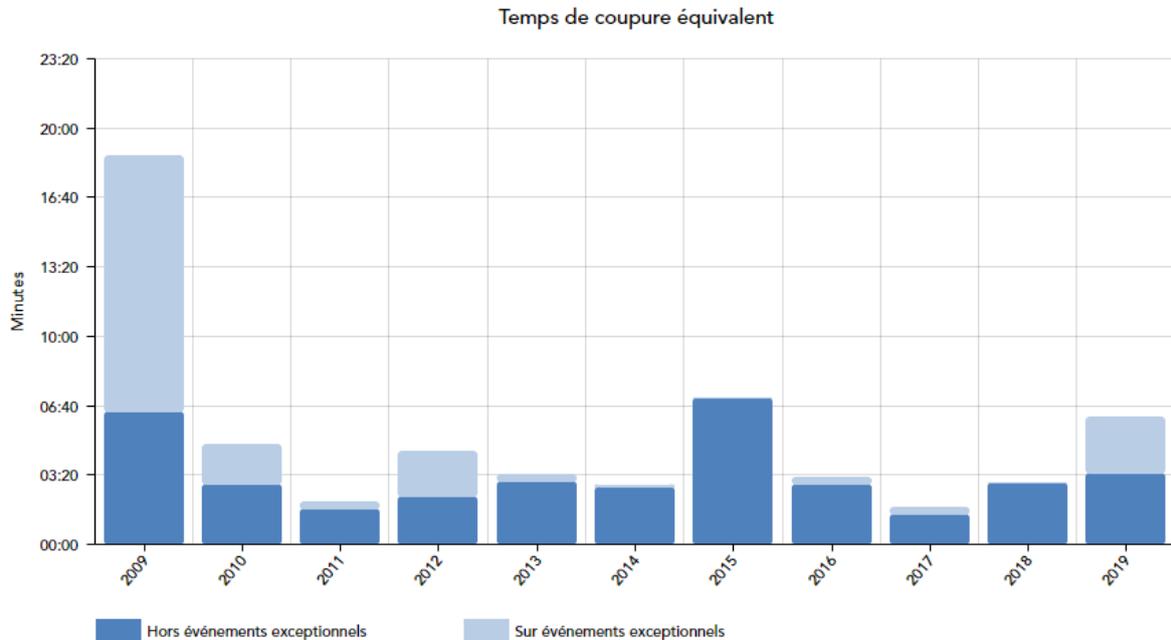
La qualité de l'électricité recouvre deux aspects complémentaires : la qualité de l'onde de tension et la continuité d'alimentation.

La qualité de l'onde de tension peut être altérée par plusieurs types de perturbations, parmi lesquelles il convient de distinguer : les perturbations momentanées liées à un événement ponctuel (aléas affectant les composants du réseau, conditions climatiques, avarie matériel, actions de tiers...), et les phénomènes affectant de façon continue les caractéristiques nominales de l'onde de tension, liés au fonctionnement des installations raccordées au réseau ainsi qu'aux variations de consommation et de production.

La continuité de l'alimentation électrique est la capacité du réseau à alimenter en permanence les points de livraison des clients. Elle peut être altérée par des interruptions d'alimentation ou coupures (suite à aléa climatique type foudre par exemple). Elle est estimée par le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure.

## Temps de coupure équivalent

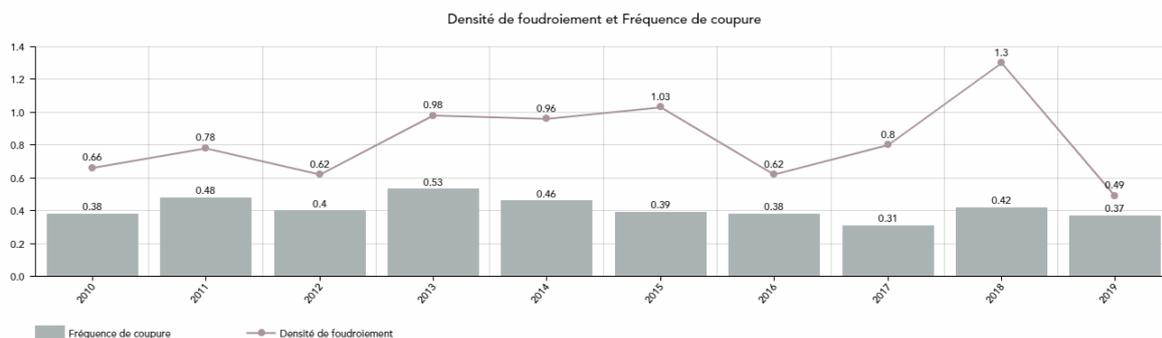
En 2019, le temps de coupure équivalent s'établit à 3mn 25s, hors événements exceptionnels.



## Densité de foudroiement : une année 2019 plus calme

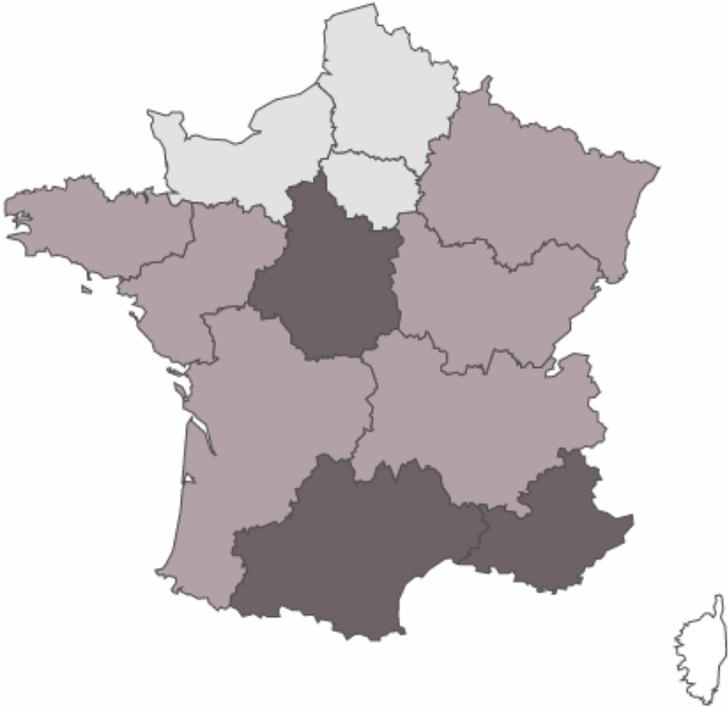
La densité de foudroiement est une des causes prépondérantes du nombre de coupures brèves observées dans l'année, ce qui influence de manière non négligeable l'indicateur de fréquence de coupure.

Après avoir vécu en 2018 une année orageuse exceptionnelle, l'année 2019 est plus calme. Avec près de 280 000 éclairs nuage-sol et 267 jours d'orage, la densité de foudroiement atteint 0,5 impact/km<sup>2</sup>. Le réseau de transport s'est révélé robuste, avec une fréquence de coupure inférieure à la moyenne des dix dernières années.

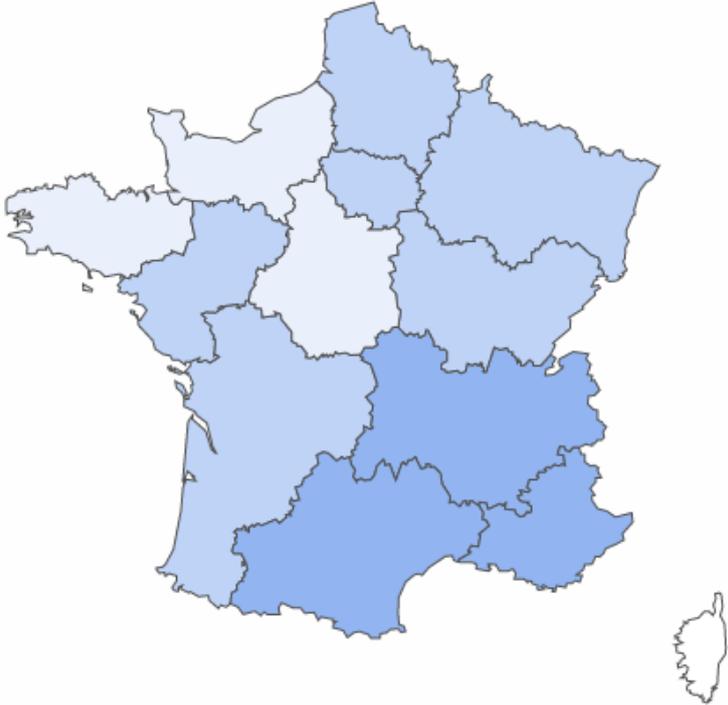


Les valeurs régionales ci-dessous montrent également que la plupart des régions les plus touchées par la foudre possèdent une fréquence de coupures brèves plus élevées que la moyenne, en particulier dans le quart sud-est de la France.

**Fréquence de coupures brèves (par région)**

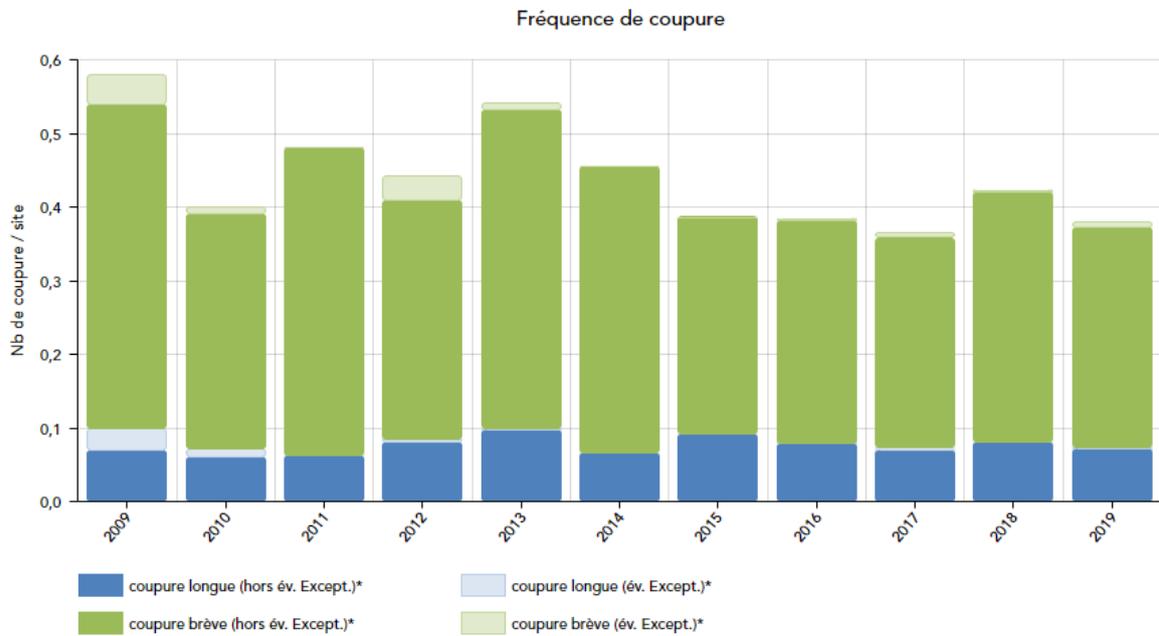


**Densité de foudroiement (par région)**



## Fréquence de coupure

En 2019, la fréquence de coupure s'élève à 0,37 coupure/site, hors événements exceptionnels.



\* Les coupures brèves sont comprises entre 1 seconde et 3 minutes alors que les coupures longues sont supérieures à 3 minutes.

# Taux de pertes



2,22 %

Taux de pertes en 2019 sur le réseau  
de transport d'électricité

## Le taux de pertes en 2019 est stable

Les pertes représentent principalement l'énergie dissipée par [effet Joule](#) lors du transport sur le réseau haute et très haute tension. Elles dépendent essentiellement de la consommation, du plan de production et des échanges transfrontaliers. RTE a pour mission de veiller à la compensation de ces pertes.

RTE dispose de différents leviers permettant de réduire les pertes lors de l'exploitation du réseau :

maintien de la tension au plus haut dans le respect du référentiel technique,

optimisation des schémas d'exploitation du réseau.

Les taux de pertes sur le réseau de transport sont compris entre 2 et 3,5 % de la consommation, suivant les saisons et les heures de la journée. En moyenne, en 2019, le taux s'établit à 2,22 %, ce qui représente environ 11 TWh.

En tant que gestionnaire du réseau public de transport, RTE a pour mission de veiller à la compensation des pertes électriques. Cela passe par l'achat d'électricité auprès de fournisseurs.

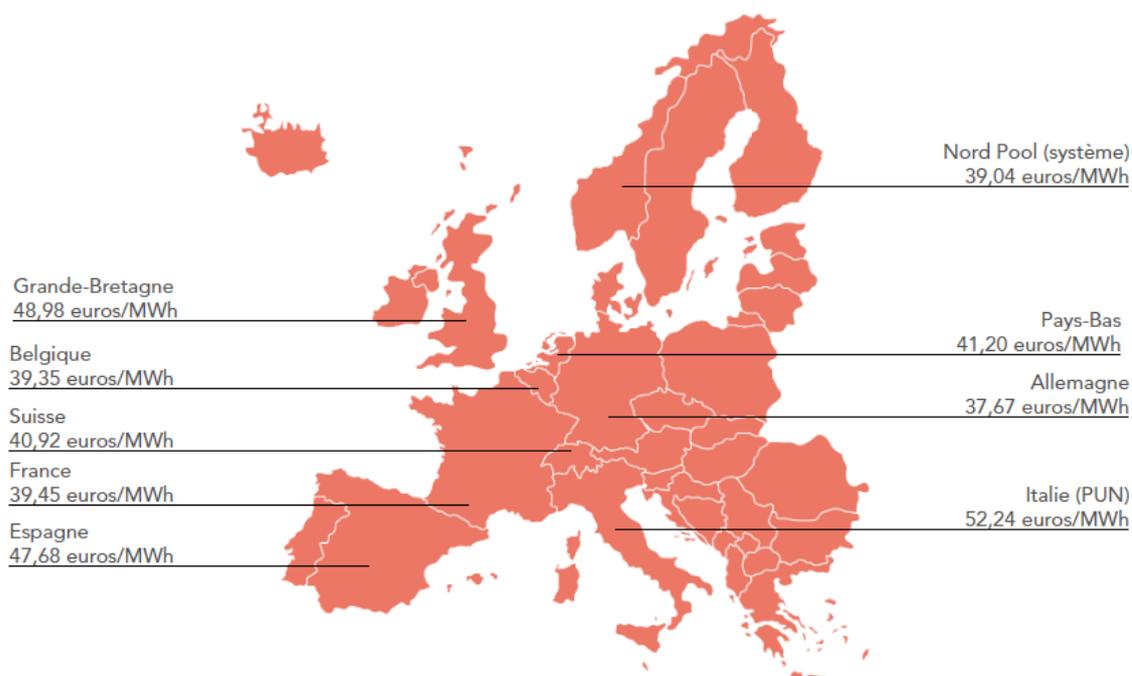
# Prix et échanges

## Prix de marché en Europe



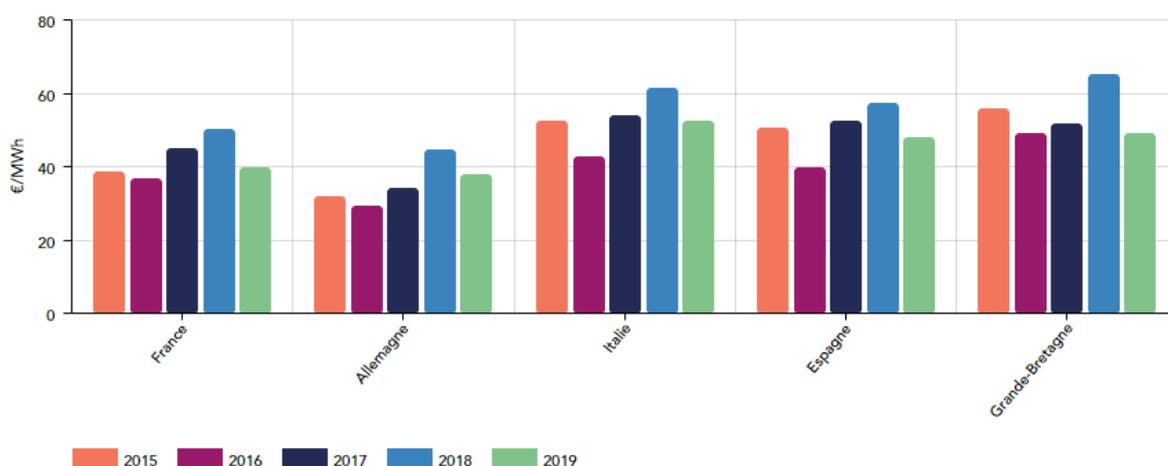
## Les prix sur le marché journalier reculent en Europe

Les prix constatés sur le marché journalier sont en baisse dans toute l'Europe en 2019. En France, le prix s'établit à 39,45 €/MWh en moyenne sur l'année contre 50,2 €/MWh en 2018. Il est au plus bas depuis 2016.



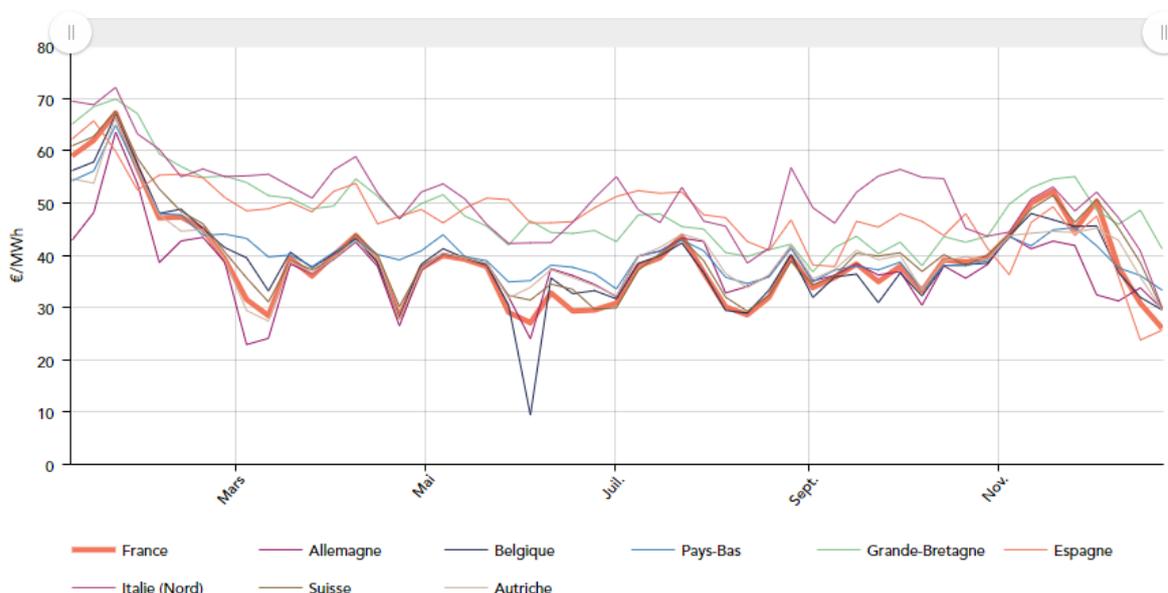
Sources: Bourses européennes de l'électricité (pour l'Italie: Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

Évolution des prix journaliers des cinq dernières années



Les prix européens suivent notamment le recul important des cours des combustibles (charbon et surtout gaz). De plus, les températures restent globalement assez douces en début et en fin d'année en France. Les pics de prix sont ainsi moins nombreux et de plus faible intensité, ce qui tire le prix moyen à la baisse.

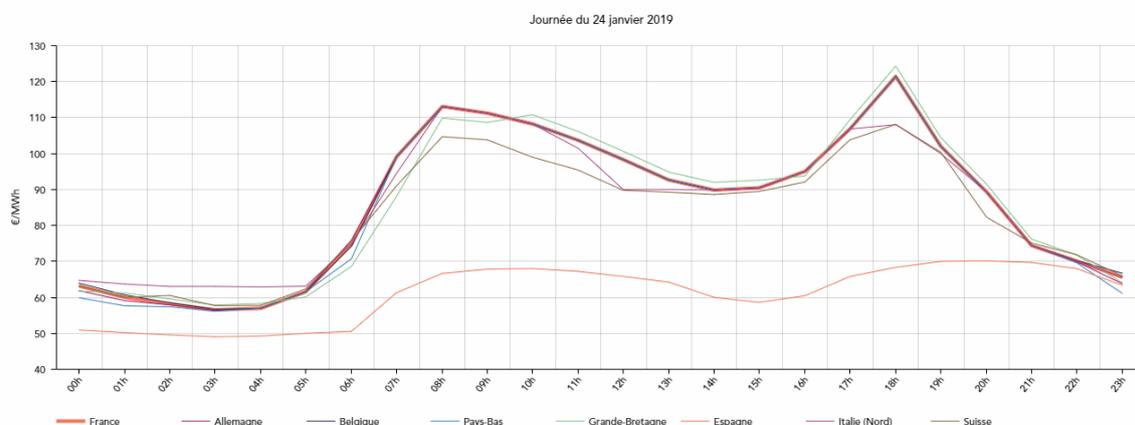
Prix journaliers moyens hebdomadaires



Le prix français atteint son plus haut annuel lors de la vague de froid fin janvier. Le jeudi 24 janvier, jour où se produit le pic de consommation de l'année, il devient supérieur à 100 €/MWh sur sept pas horaires et s'établit à 121,5 €/MWh de 18h à 19h. Ce pic de prix est cependant nettement inférieur à ceux des années précédentes, signe d'une moindre tension sur l'équilibre offre demande.

## Détail des prix horaires européens le 24 janvier

24/01/2019



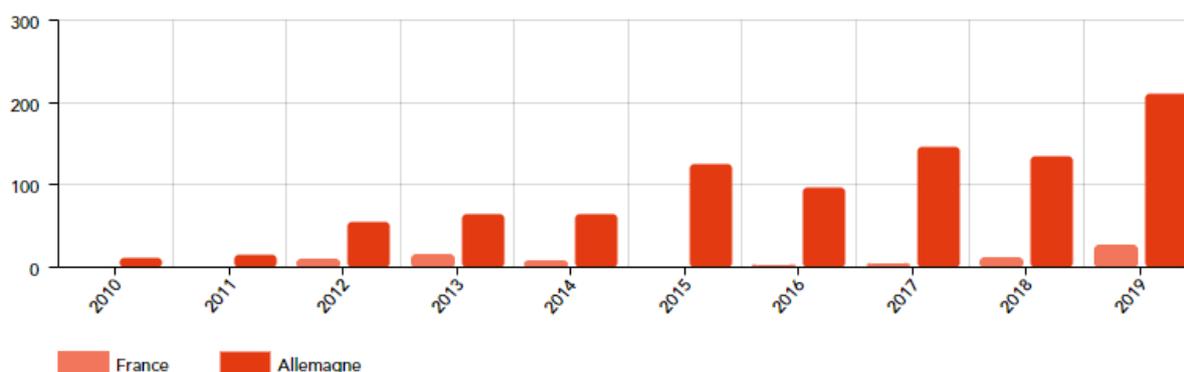
Pour mieux comprendre

## Des prix négatifs de plus en plus fréquents

Les prix négatifs sont des épisodes rares mais qui peuvent notamment survenir lors des creux de consommation (nuit, jour férié, week-end etc.), en raison de capacités de production difficilement modulables. En effet, il peut être plus coûteux pour un producteur d'arrêter puis de redémarrer une production peu flexible que d'accepter des prix négatifs pendant un certain temps. On observe principalement des prix négatifs lorsque les productions éolienne et solaire couvrent une part importante de la consommation, ce qui est plus souvent observé en Allemagne. Avec le développement des énergies renouvelables, ces épisodes sont amenés à être de plus en plus nombreux.

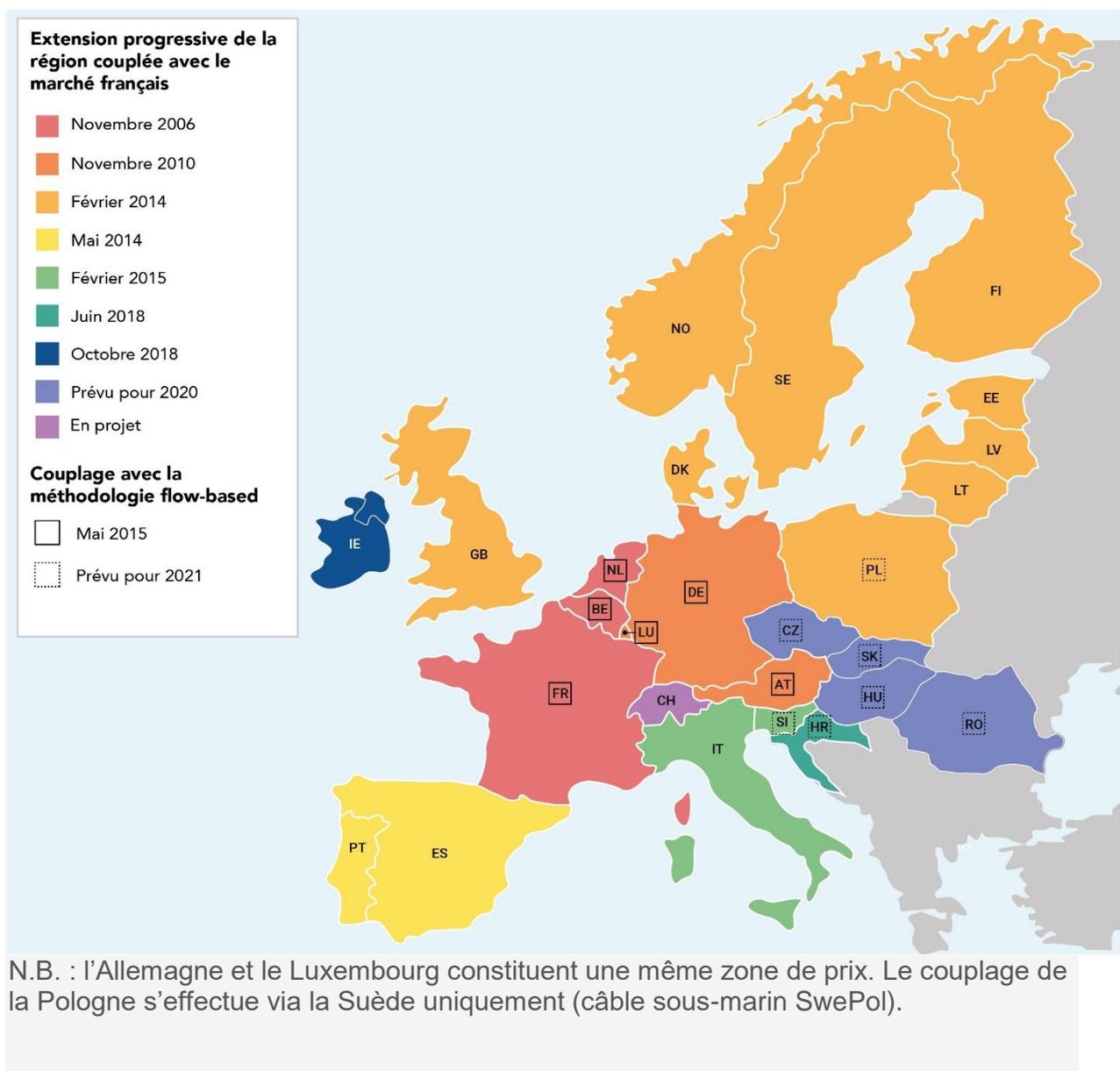
En 2019, le nombre de pas horaires avec des prix négatifs augmente encore en France avec 27 occurrences, un niveau jamais observé auparavant. Le prix français descend jusqu'à -24,9 €/MWh le samedi 8 juin. Ce jour-là, la consommation est faible (week-end de Pentecôte) et la production éolienne importante avec l'arrivée de la tempête Miguel. Le nombre de pas horaires avec des prix négatifs augmente également en Allemagne.

Nombre de pas horaires avec des prix négatifs en France et en Allemagne

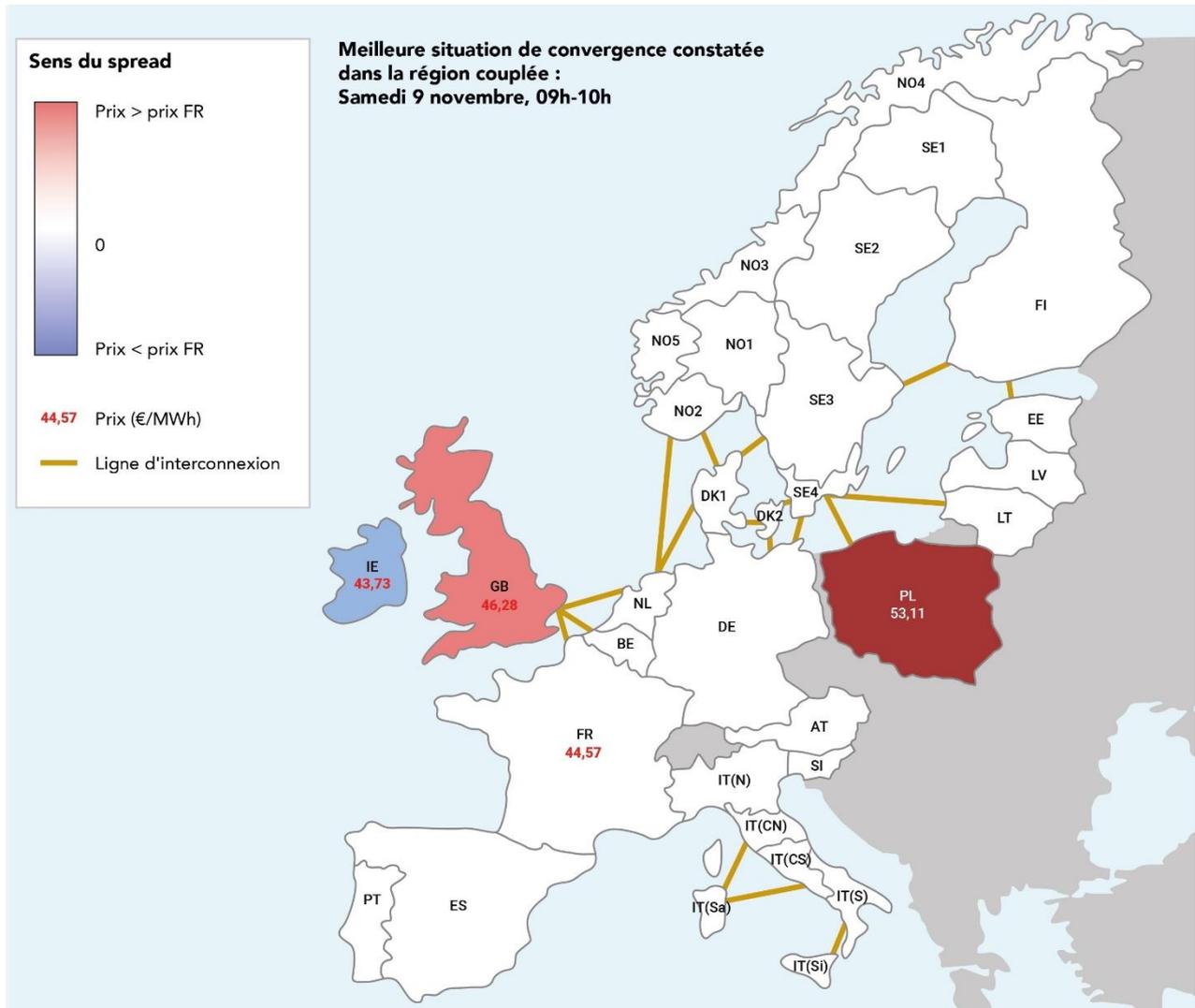


## Le couplage des marchés garantit une utilisation optimale des capacités d'échanges

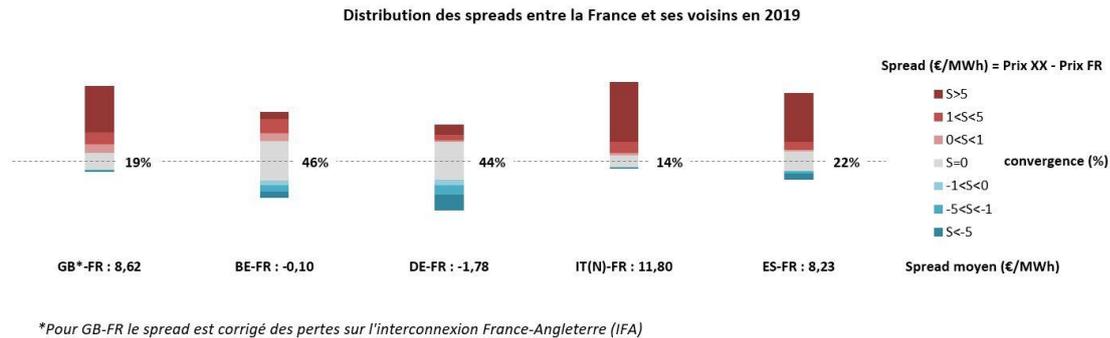
Le couplage journalier par les prix de marché améliore l'efficacité économique du système électrique européen en permettant aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'électricité du jour pour le lendemain dans les pays concernés, à travers des bourses de l'électricité tout en respectant le dimensionnement physique des réseaux. Les échanges entre la France et les pays voisins dépendent ainsi directement des prix du marché journalier, prix qui sont identiques lorsque les capacités d'interconnexion ne limitent pas les échanges transfrontaliers. Depuis 2006, le marché français a été progressivement couplé avec la plupart des marchés européens.



Le samedi 9 novembre, entre 9h et 10h, une situation de convergence remarquable est enregistrée, avec des prix identiques dans toute la région couplée sauf en Grande-Bretagne, en Irlande et en Pologne. 30 zones convergent à un prix de 44,57 €/MWh du Portugal à la Finlande. Pour qu'une telle situation puisse se produire, il faut que les pays aient des conditions de marché proches et que les interconnexions ne limitent pas les échanges aux frontières.



## Plus d'indicateurs sur la convergence des prix



Il faut noter que le prix français affiché dans cette page correspond au prix journalier sur le marché de gros de l'électricité et n'est qu'une composante de la facture du consommateur final. En effet, celle-ci inclut également les taxes, les contributions et les coûts de réseaux.

Pour mieux comprendre

## Une nouvelle bourse de l'électricité en France

Pour la première fois depuis l'ouverture du marché de l'électricité, deux bourses de l'électricité opèrent en France sur le marché journalier. Nord Pool a en effet rejoint EPEX SPOT, l'opérateur historique du marché de l'électricité français.

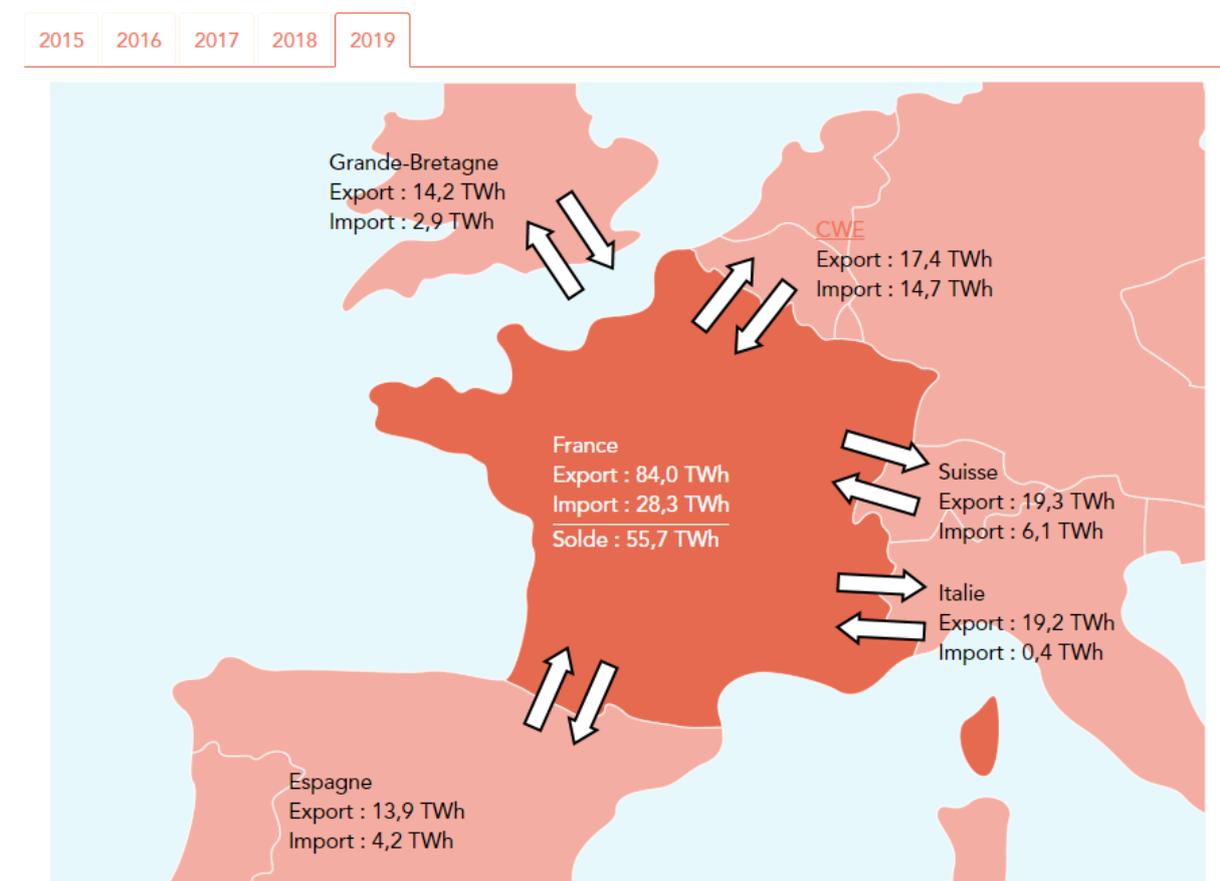
Ainsi, depuis le 2 juillet, les acteurs de marché qui souhaitent acheter ou vendre de l'énergie sur le marché journalier français peuvent déposer leurs offres d'achat et de vente via EPEX SPOT ou Nord Pool. A noter que Nord Pool est déjà actif sur le marché intrajournalier français depuis juin 2018 avec le lancement de la plateforme européenne XBID.

En France, les volumes échangés sur Nord Pool représentent 1,4 % du volume total sur les marchés journaliers depuis début juillet et 5,6 % du volume total sur les marchés intrajournaliers.

# Solde des échanges commerciaux



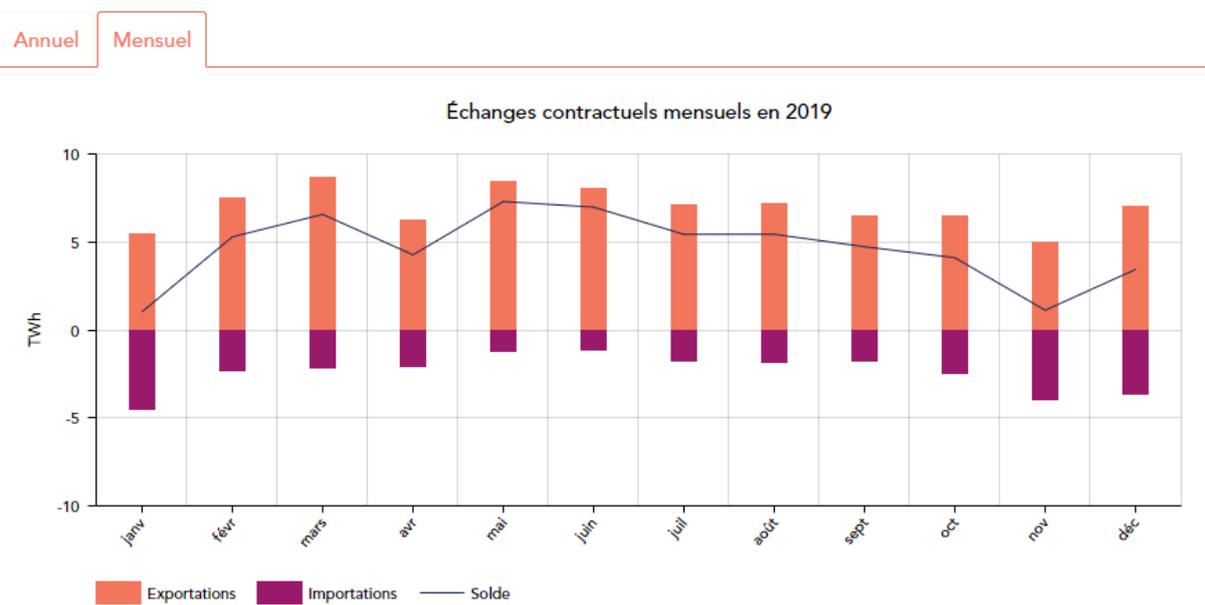
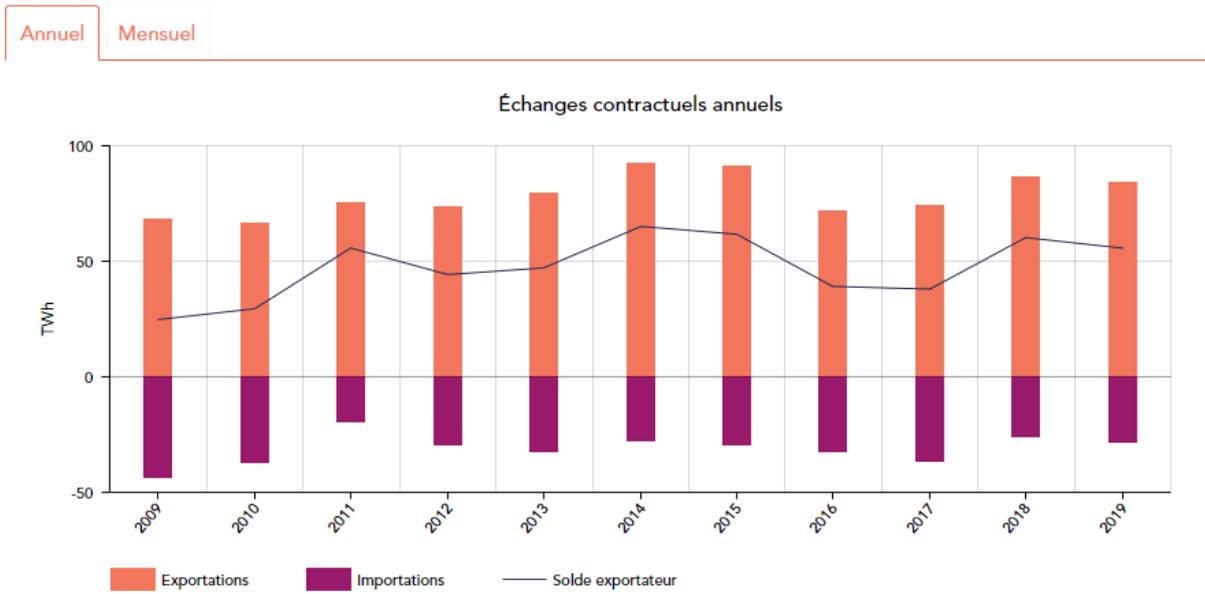
## La France conserve sa place de premier pays exportateur d'Europe



Le solde des échanges français s'établit à 55,7 TWh en 2019, en léger recul par rapport à 2018. Les volumes commerciaux d'export diminuent légèrement avec 84 TWh. A contrario, les volumes d'import progressent et atteignent 28,3 TWh. La France reste néanmoins le pays le plus exportateur d'Europe.

Le bilan des échanges est positif tous les mois. Cependant en janvier, il est au plus bas depuis décembre 2017.

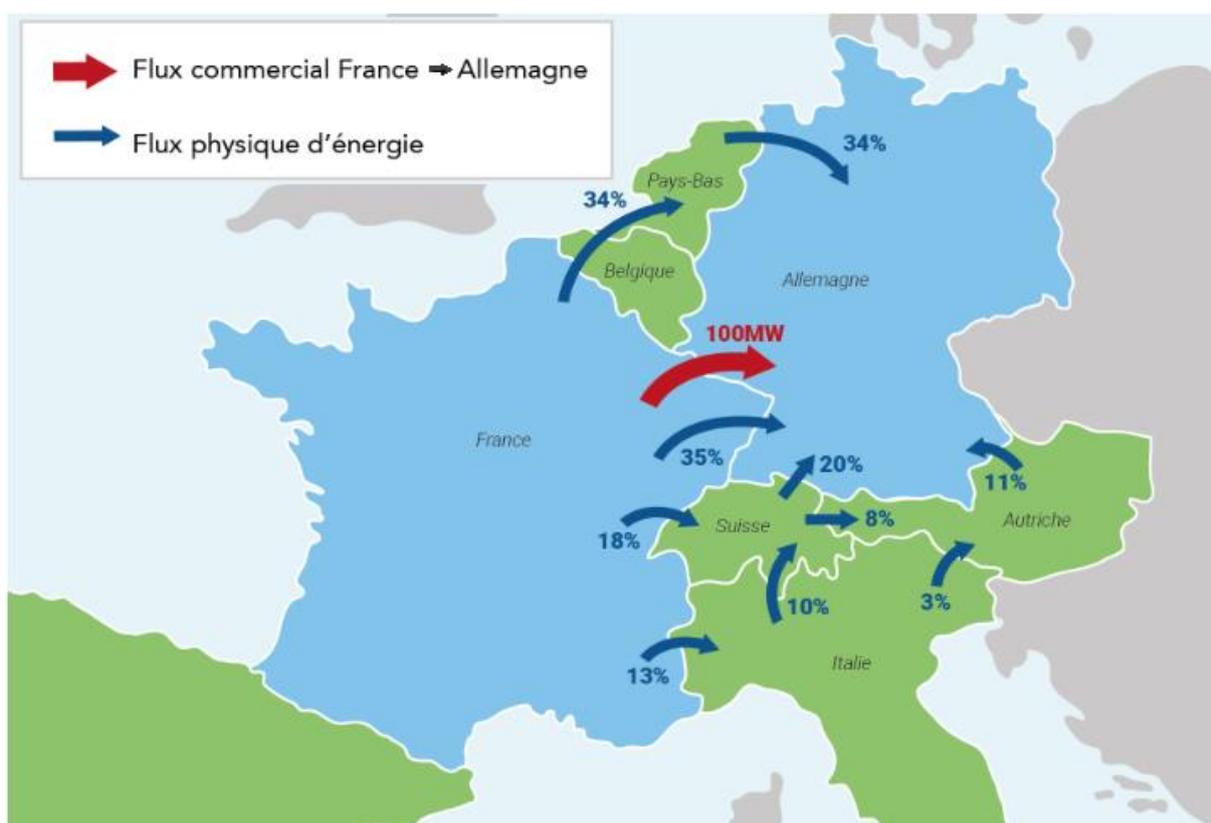
Les échanges restent très volatils tout au long de l'année, avec un solde variant de 9,3 GW en import le 19 novembre à 9h à 17,4 GW en export le 22 février à 16h, un niveau jamais atteint auparavant. Ces variations permettent une souplesse de près de 27 GW pour le système électrique français, qui illustre également la solidarité européenne permise par les différentes interconnexions.



## Quelle est la différence entre les échanges physiques et contractuels ?

Les échanges contractuels entre deux pays sont le résultat de transactions commerciales entre les acteurs de marché. Les échanges physiques rendent compte quant à eux des flux d'électricité qui transitent réellement sur les lignes d'interconnexion reliant directement les pays. Ainsi par exemple, un programme commercial exportateur de 100 MW sur la frontière France – Allemagne peut d'un point de vue physique transiter en partie par d'autres pays.

Pour un pays donné, le bilan des échanges physiques sur l'ensemble de ses frontières et le bilan des échanges contractuels avec l'ensemble de ses voisins sont identiques.

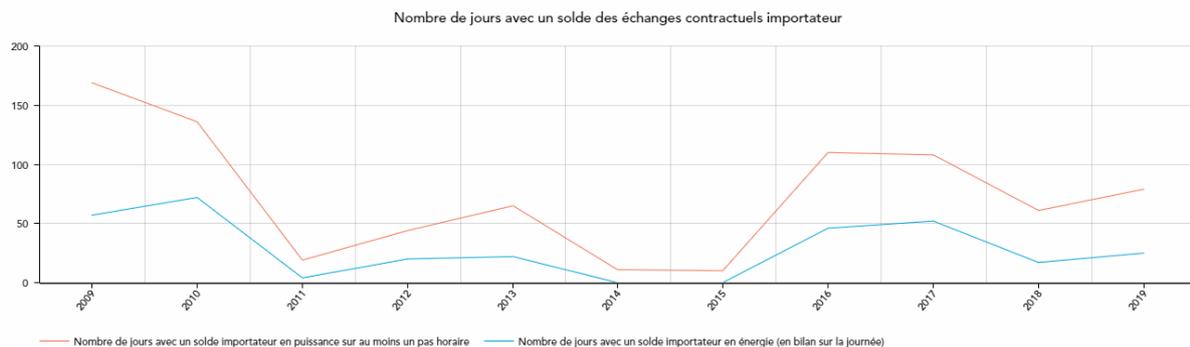


## Le nombre de jours importateurs est en légère hausse

L'année 2019 compte 25 journées avec un solde journalier importateur, soit huit journées de plus qu'en 2018. Elles sont principalement réparties en janvier, en novembre et en décembre lorsque les températures deviennent inférieures aux normales de saison.

Il faut noter que les échanges français dépendent directement des écarts de prix entre la France et ses voisins. Il est parfois plus favorable économiquement d'importer de l'énergie de nos voisins plutôt que d'activer des moyens de production coûteux sur le territoire. La France peut ainsi se retrouver en situation d'import sans pour autant être à court de moyen de production.

## Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur



# Région CWE

Pour mieux comprendre

## Le couplage avec la méthode « flow-based »

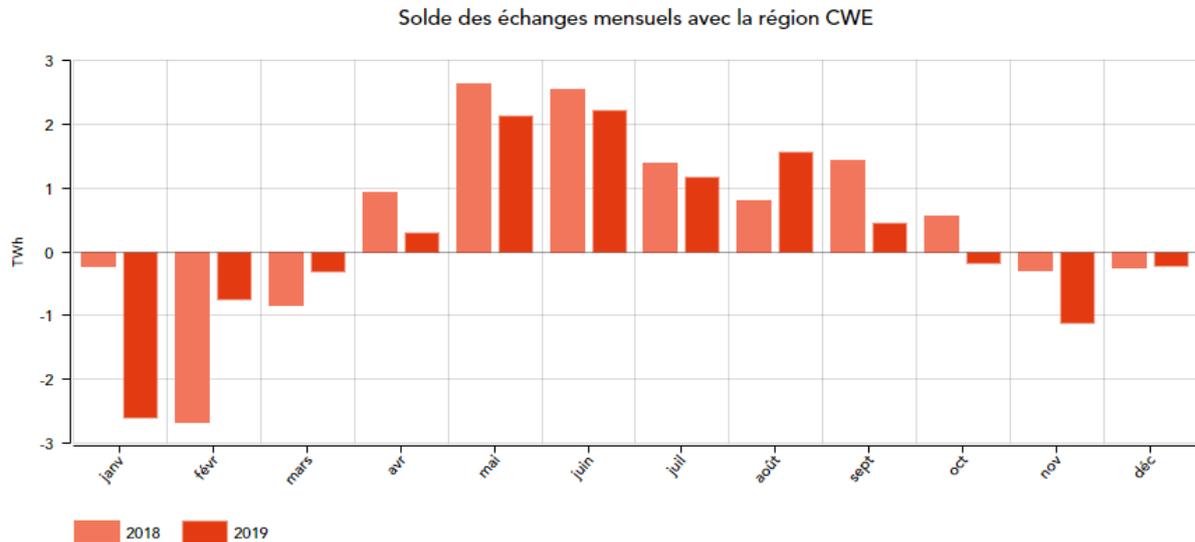
Le couplage de la région [CWE](#) avec la méthode « flow-based » a été lancé avec succès le 21 mai 2015.

Quatre zones de prix étaient jusqu'alors couplées avec des « Net Transfer Capacities » ([NTC](#)), c'est-à-dire avec des limitations d'échanges définies frontière par frontière de façon bilatérale (une contrainte par frontière et par sens qui tenait compte implicitement de l'état du réseau).

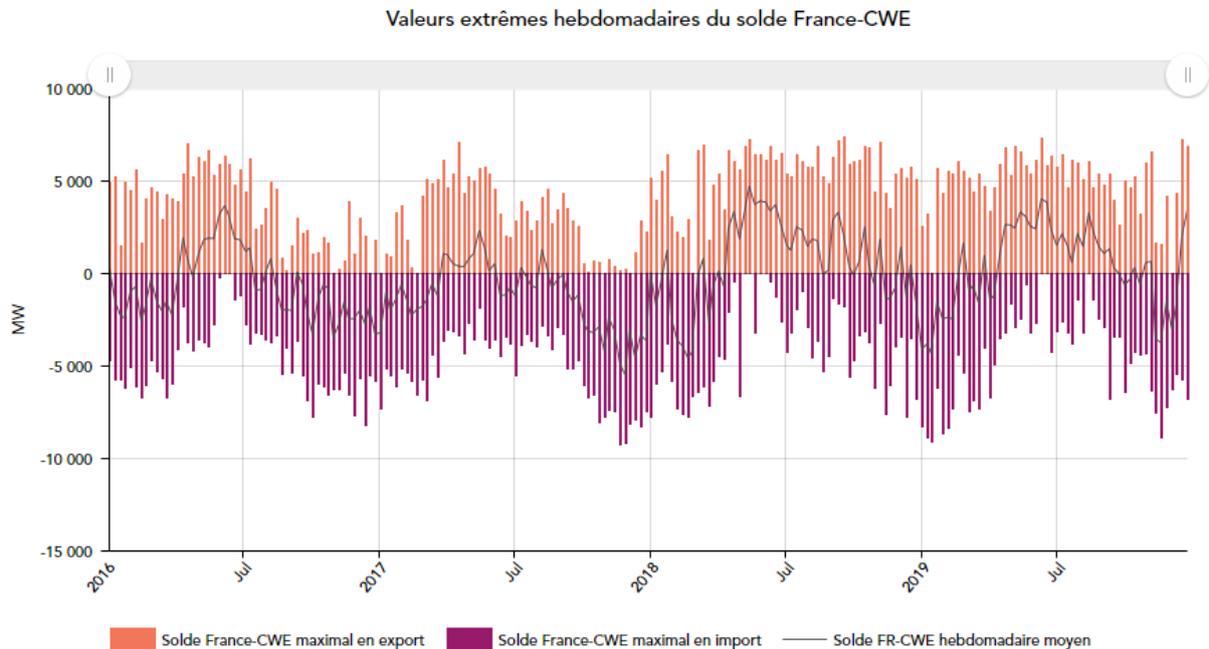
Désormais les contraintes prennent en compte explicitement les ouvrages physiques du réseau des cinq pays. Les échanges transfrontaliers sont ainsi optimisés au plus près des capacités physiques réelles du réseau. Ceci est rendu possible par une très forte coordination entre les gestionnaires de réseau de transport des différents pays constituant la région [CWE](#).

Il n'est donc plus pertinent de raisonner frontière par frontière et les indicateurs France-Belgique et France-Allemagne sont remplacés par des indicateurs France-région [CWE](#).

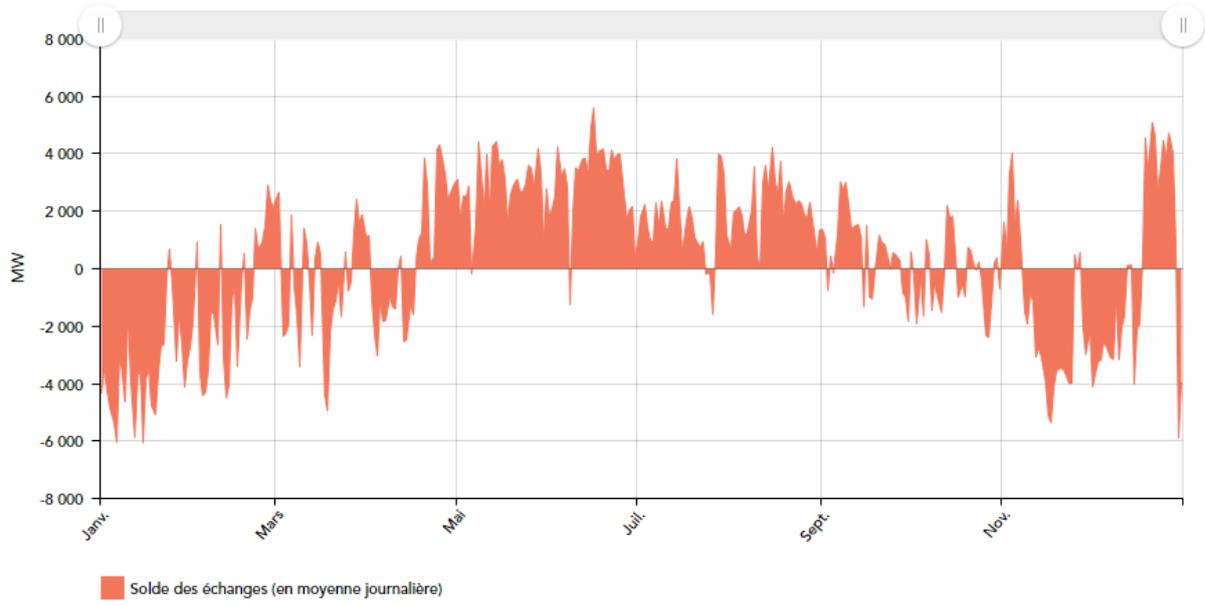
## Le solde vers la région CWE reste exportateur



Le solde des échanges avec la région CWE reste exportateur avec 2,7 TWh. Il est néanmoins moins important qu'en 2018. Ceci s'explique notamment par une meilleure disponibilité des centrales nucléaires belges cette année qui entraîne un moindre besoin d'import d'énergie électrique de la Belgique depuis la France. La Belgique devient d'ailleurs exportatrice nette (toutes frontières confondues) cette année.



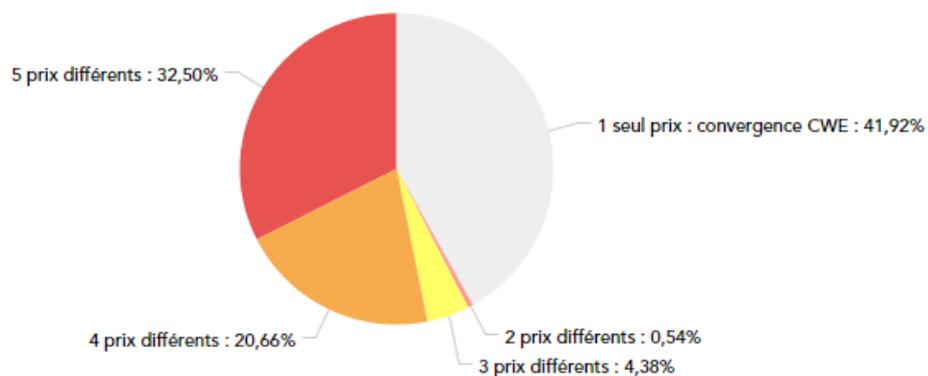
### Echanges journaliers entre la France et la région CWE en 2019



## Hausse de la convergence des prix dans la région CWE

La convergence des prix augmente nettement dans la région CWE et s'établit à 42 % contre 33 % l'an dernier. Elle n'a jamais été aussi élevée depuis la mise en place du couplage des marchés. Cette hausse s'explique par des conditions de marché bien plus homogènes entre les différents pays de la région et par une augmentation des capacités d'interconnexion mises à disposition du marché.

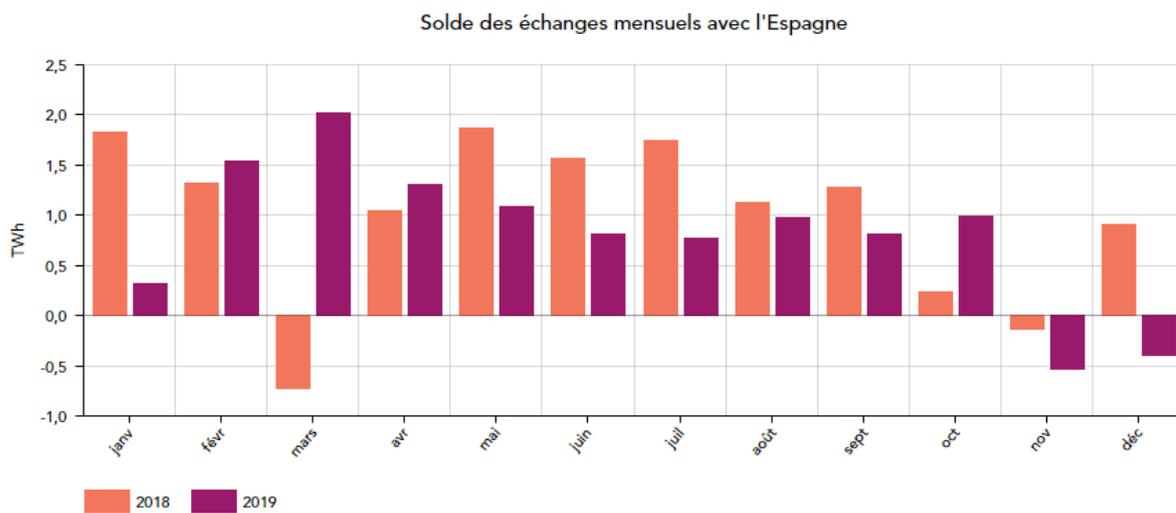
Nombre de prix différents dans la région CWE (en pourcentage du temps sur l'année)



# Espagne

## Solde vers l'Espagne exportateur

Le solde des échanges avec l'Espagne reste largement exportateur avec 9,7 TWh. Il recule cependant de 19% par rapport à 2018 en raison notamment d'une limitation de la capacité d'échanges d'avril à début décembre. Le solde mensuel dépasse pour la première fois les 2 TWh au mois de mars.



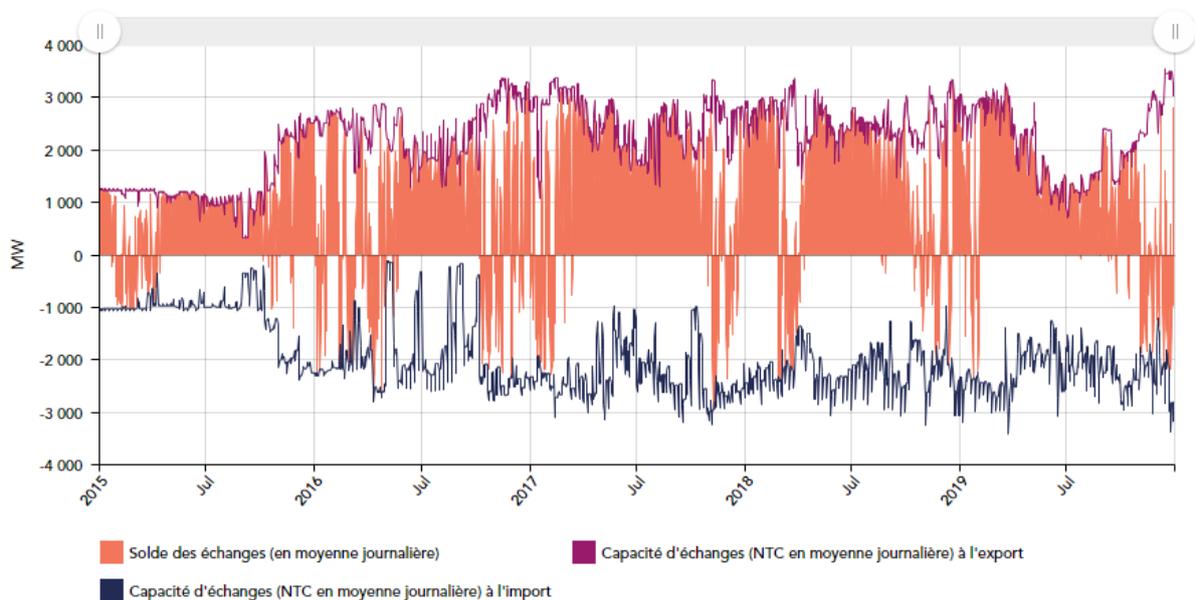
## Capacités d'échanges France-Espagne

Un problème technique sur la ligne d'interconnexion 400 kV Argia-Cantegrit limite les échanges à partir du mois d'avril entre les deux pays, notamment dans le sens des exports.

Des travaux de maintenance sont effectués sur cette ligne d'avril à début décembre pour préserver l'intégrité de la liaison et garantir les capacités d'interconnexion. La capacité est alors réduite dans les deux sens, d'environ un tiers de sa valeur usuelle. A l'issue des travaux, la capacité disponible remonte significativement.

Les capacités disponibles sur la frontière France-Espagne reculent en moyenne et s'élèvent à 2152 MW en export et 2224 MW en import. L'interconnexion est saturée 78% du temps (68% du temps en export et 10% du temps en import).

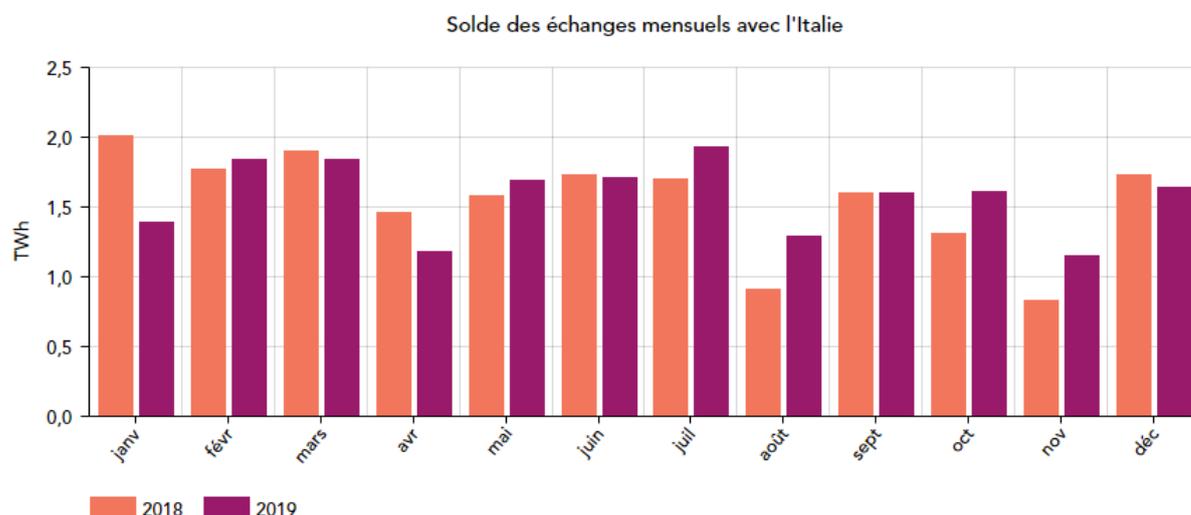
Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne de 2015 à 2019



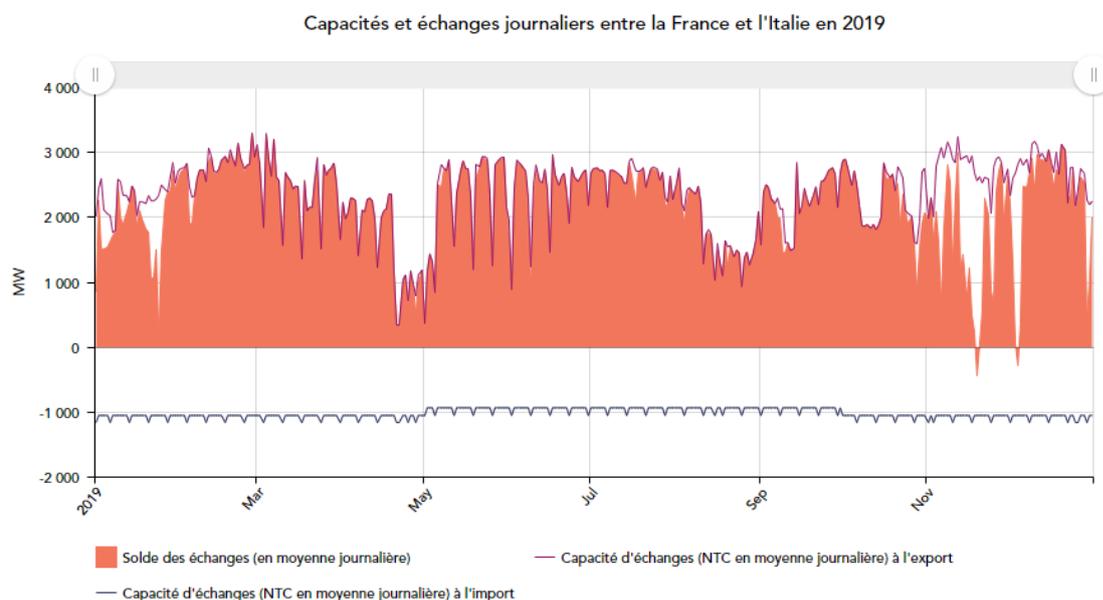
# Italie

Le solde des échanges avec l'Italie reste fortement exportateur avec 18,8 TWh, un niveau stable par rapport à 2018. L'interconnexion reste très majoritairement sollicitée dans le sens export avec seulement 247 pas horaires importateurs (soit moins de 3% du temps) contre 330 en 2018.

La mise en service prochaine de [la nouvelle interconnexion Savoie-Piémont](#) permettra de renforcer la capacité d'échange et la solidarité électrique entre la France et l'Italie.



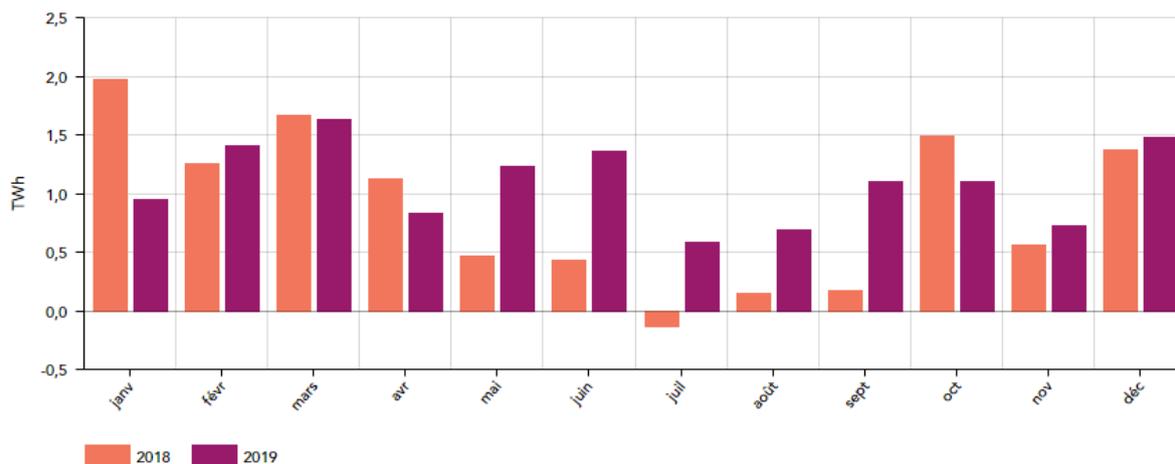
L'Italie limite ses imports les jours de faible consommation, notamment les week-ends au printemps et en été. Elle doit en effet maintenir en activité suffisamment de groupes thermiques capables de moduler leur production pour assurer la stabilité de son système électrique. Les jours où la production photovoltaïque risque de représenter une part importante de la consommation, la capacité d'import aux interconnexions est réduite.



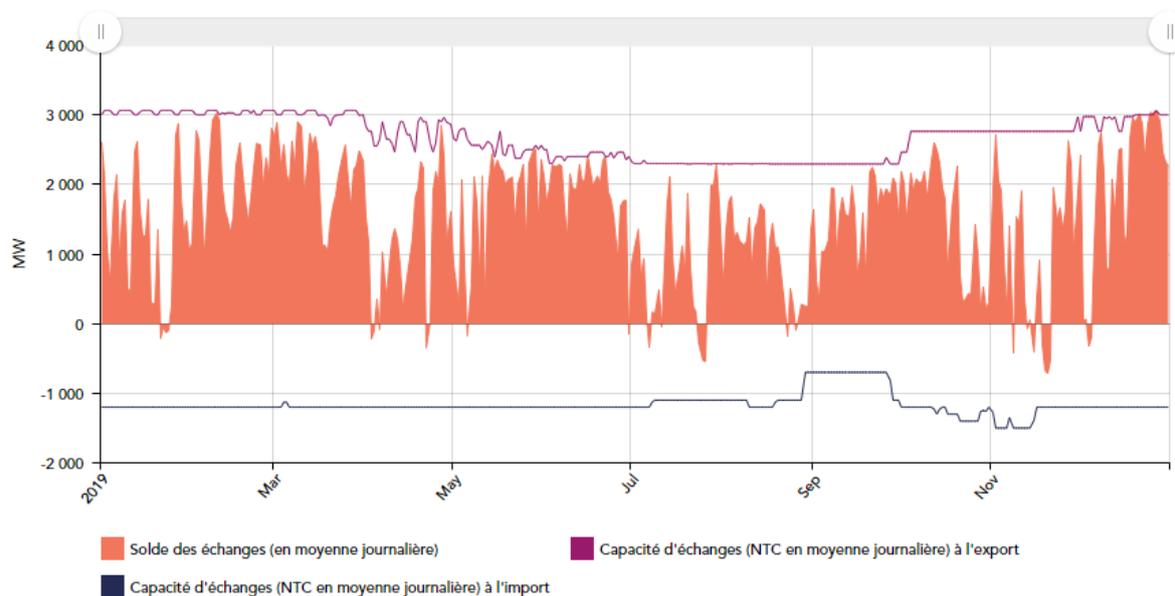
# Suisse

Le solde des échanges avec la Suisse est en forte augmentation. Il passe de 10,6 TWh à 13,2 TWh soit une hausse de 25% par rapport à 2018. Les échanges sont beaucoup plus exportateurs que l'an dernier à partir du mois de mai (à l'exception d'octobre) et aucun mois importateur n'est enregistré.

Solde des échanges mensuels avec la Suisse

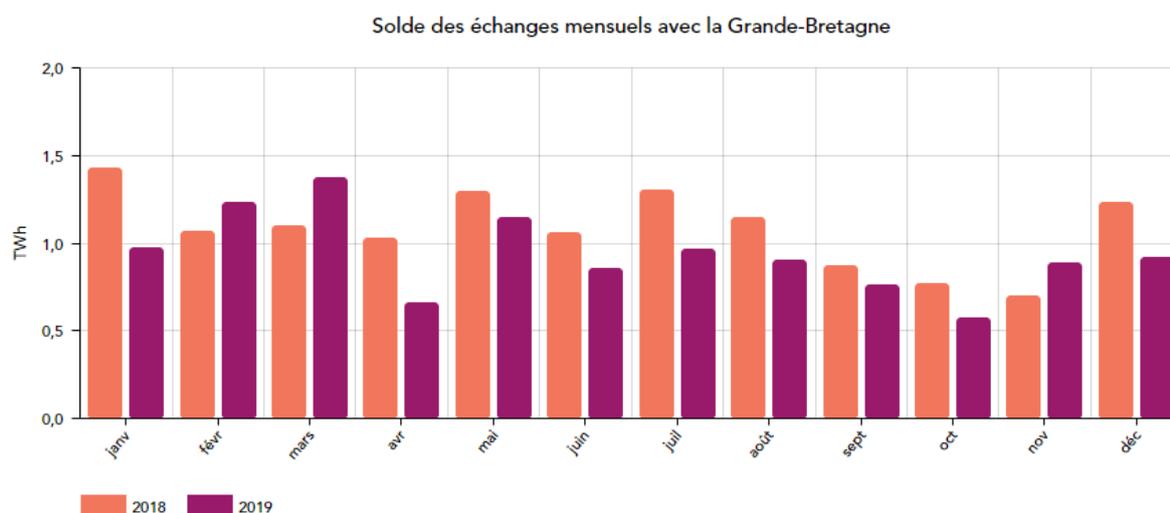


Capacités et échanges journaliers entre la France et la Suisse en 2019

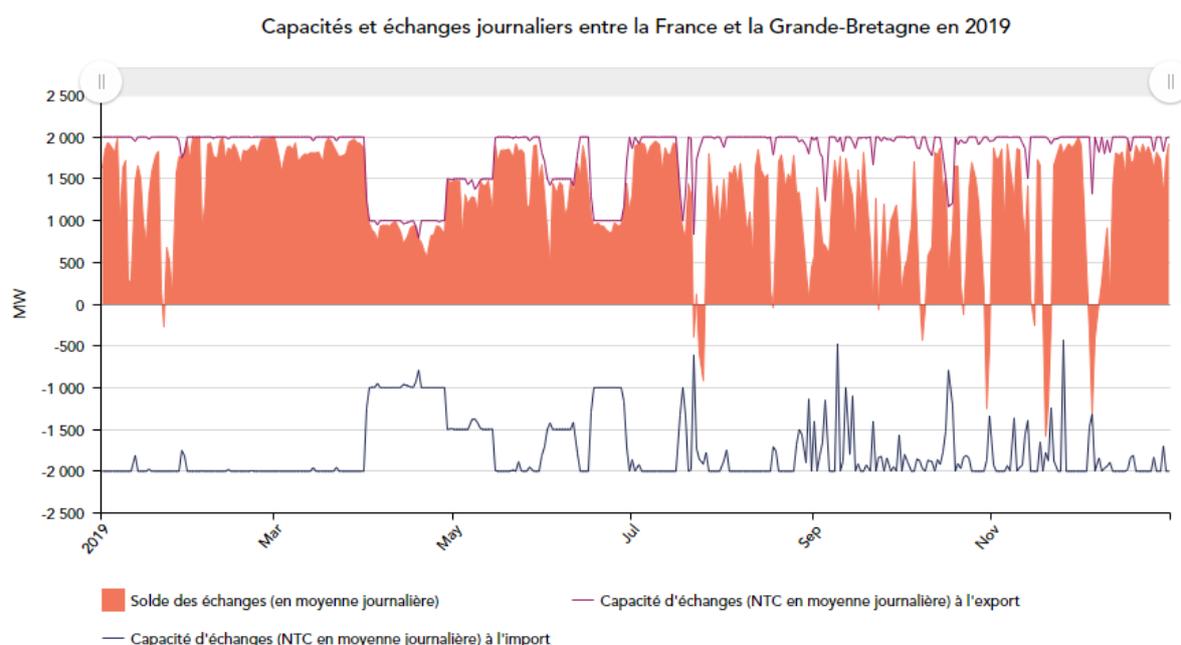


# Grande-Bretagne

Le solde des échanges avec la Grande-Bretagne est toujours exportateur avec 11,3 TWh. Il diminue cependant par rapport à 2018 notamment du fait de capacités limitées entre avril et juin en raison d'une maintenance sur la liaison Interconnexion France-Angleterre (IFA). Ces limitations atteignent 1000 MW pendant pratiquement tout le mois d'avril, soit la moitié de la capacité usuelle.



L'interconnexion reste très majoritairement utilisée dans le sens export. Cependant, le solde avec la Grande-Bretagne devient importateur lorsque les températures sont basses en France et lors de la période de canicule fin juillet. Sur l'année, le solde est importateur sur 860 pas horaires, ce qui représente près de 10% du temps.



# Evolution des mécanismes d'échanges transfrontaliers

## RTE accompagne l'évolution des mécanismes d'échanges transfrontaliers

---

Depuis sa création, RTE met en place, en concertation avec les acteurs de marché et en cohérence avec les principes fixés par les codes de réseau européens, les mécanismes qui permettent l'ouverture du marché français de l'électricité et son intégration en Europe.

- Afin d'intégrer des évolutions induites par le règlement européen EB (Electricity Balancing), le projet TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange) mettra en œuvre une plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage disponible en moins de 30 minutes commune à plusieurs pays européens. RTE y participera à partir du deuxième semestre 2020.
- Un processus de calcul coordonné de capacité conforme aux objectifs du règlement CACM (Capacity Allocation and Congestion Management), déjà effectué de manière parallèle au calcul hebdomadaire actuel depuis juillet 2019, sera mis en place pour l'échéance journalière sur la frontière France-Espagne au premier trimestre 2020.
- Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a présenté un paquet de mesures visant à traiter les changements apportés sur les marchés de l'énergie par la transition vers les énergies propres. Le Clean Energy Package ou CEP fixe un seuil minimal de 70 % de la capacité des ouvrages à mettre à disposition des échanges transfrontaliers d'électricité à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020. Ce seuil devra obligatoirement être atteint d'ici 2025. Dans l'intervalle, les [GRT](#) peuvent mettre en œuvre des dérogations ou un plan d'action.

# Mécanismes de marché

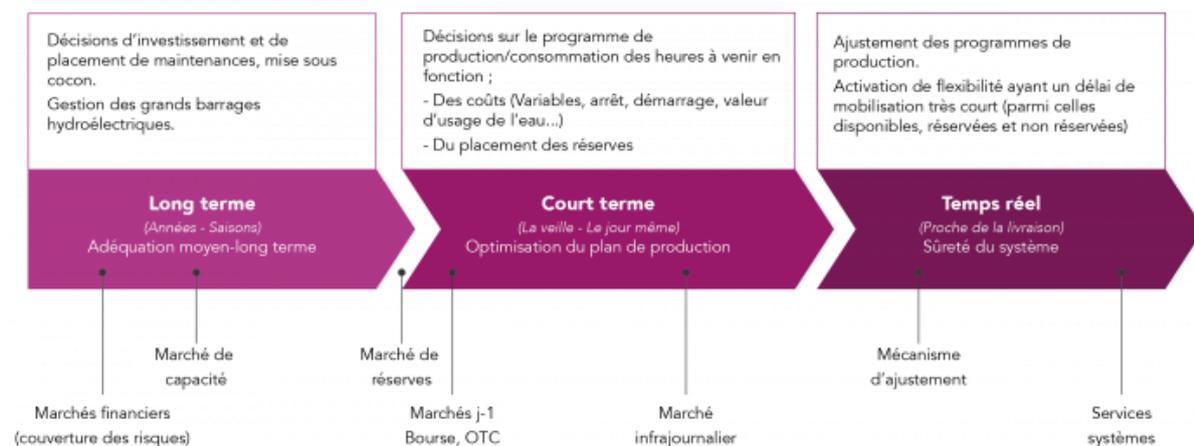
## Activité des responsables d'Équilibre



## Les marchés, outils d'optimisation du système électrique

24 h/24 et 7 j/7, à chaque seconde, RTE aiguille sur ses lignes les flux d'électricité pour garantir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation, au meilleur coût pour la collectivité. Cet équilibre se construit via une séquence de décisions qui permettent d'optimiser le système électrique, du long-terme au temps réel. Ces décisions sont prises par des acteurs privés, dont la coordination est assurée par les mécanismes de marché sur lesquels ils valorisent leur activité.

Par ailleurs, la « flexibilisation » du système électrique est clairement identifiée comme un vecteur majeur de la réussite de la transition énergétique, notamment pour prendre en compte le caractère intermittent des énergies renouvelables. RTE propose des règles de marché adaptées à la participation de nouvelles capacités flexibles, pour permettre à toutes les filières concernées de valoriser leur capacité et leur énergie via les marchés (effacements, stockage, énergies renouvelables...).

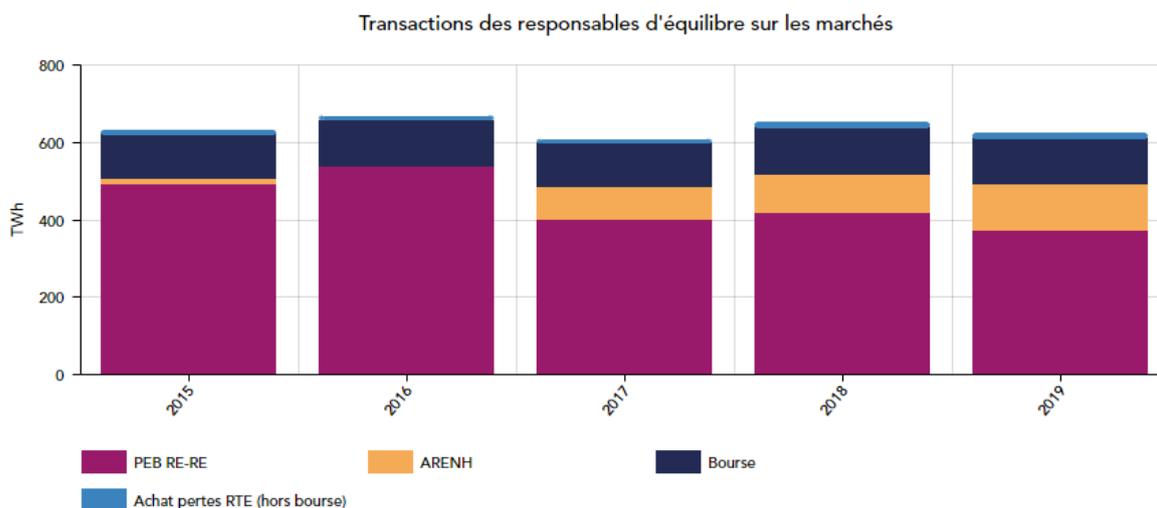


# Activité des Responsables d'Equilibre

## Pour mieux comprendre

Le dispositif de Responsable d'Equilibre permet aux consommateurs, producteurs, commercialisateurs ou traders, de procéder à tous types de transactions commerciales sur les marchés de l'électricité à des échéances allant de plusieurs années à l'avance jusqu'au quasi-temps réel. La flexibilité offerte par ce dispositif permet aux acteurs de réagir aux différents aléas et de faire face aux incertitudes. Le Responsable d'Equilibre crée son portefeuille d'activité et s'engage à régler le coût des écarts entre production et consommation constatés a posteriori sur ce portefeuille. Il est financièrement incité à équilibrer son propre périmètre et participe ainsi à l'équilibrage du système électrique français.

Au 31 décembre 2019, 182 Responsables d'Equilibre disposent d'un contrat valide. 145 sont actifs au cours de l'année et 45 procèdent à des injections ou à des soutirages physiques significatifs sur le réseau.



Les volumes de transactions entre Responsables d'Equilibre reculent par rapport à 2018 de l'ordre de 5%. L'activité d'achat de l'ARENH augmente cependant de 25%. Cette hausse participe au recul des transactions des Responsables d'Equilibre via les opérations de gré à gré (Programmes d'Echange de Blocs ou PEB). En effet, les acteurs qui se sont couverts (au moins partiellement) avec l'ARENH ont eu moins besoin de recourir aux autres types de transaction.

## Une demande record d'ARENH

La demande d'ARENH par les fournisseurs alternatifs pour 2019 atteint un chiffre record de 132,98 TWh et dépasse pour la première fois le plafond fixé à 100 TWh. Cette demande record est motivée par des prix de marché bien supérieurs au tarif ARENH de 42 €/MWh lors du guichet d'ARENH fin 2018. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) procède à la répartition du volume de 100 TWh au prorata des demandes des fournisseurs à l'exception des filiales d'EDF qui ont été intégralement écrêtées. En plus des 100 TWh, 20,4 TWh sont alloués aux gestionnaires de réseau pour couvrir leurs pertes.

## Le dispositif de l'ARENH

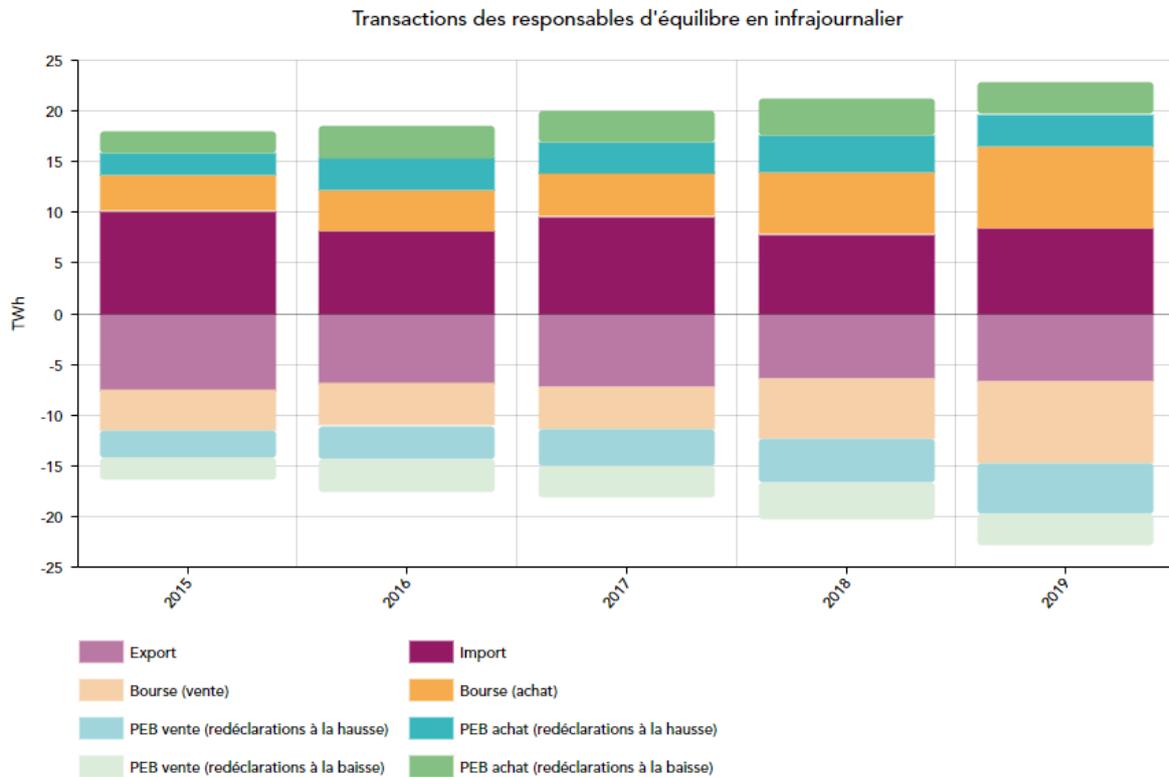
Le dispositif de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) a été instauré par la loi « NOME » sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Afin d'assurer une juste concurrence sur le marché de l'électricité, les fournisseurs alternatifs ont la possibilité de racheter à EDF une partie de sa production nucléaire au tarif ARENH. Celui-ci a été fixé à 40 €/MWh par le gouvernement entre le 1<sup>er</sup> juillet et le 31 décembre 2011 puis à 42 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012. A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, ce prix inclut aussi les garanties des capacités associées pour chaque année de livraison (voir [la page sur le mécanisme de capacité](#)).

Le code de l'énergie prévoit que la demande totale d'électricité des fournisseurs dans le cadre de l'ARENH ne peut pas excéder 100 TWh par an (hors fourniture au titre des pertes par les gestionnaires de réseaux), environ un quart de la production nucléaire d'EDF en France. Les fournisseurs d'électricité qui souhaitent exercer « leur droit à l'ARENH » en font la demande auprès de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

A noter, le dispositif évolue cette année avec le vote de la loi énergie-climat qui prévoit la possibilité pour le gouvernement de relever à 150 TWh le plafond de production nucléaire disponible pour les fournisseurs alternatifs aux guichets annuels, ainsi que de modifier le tarif ARENH par arrêté. Cette possibilité n'est pas utilisée pour l'année de livraison 2020 ; le plafond ainsi que le tarif restent inchangés.

# Volumes échangés en infrajournalier



Malgré une baisse de l'activité globale, le volume des transactions infrajournalières continue de progresser et augmente d'environ 13% cette année. Ces dispositifs apportent aux responsables d'équilibre de la flexibilité au plus près du temps réel. Ce besoin de souplesse augmente notamment du fait de la part croissante des énergies renouvelables, dont la production est plus complexe à prévoir, dans le mix électrique.

# Mécanisme d'ajustement



## 8,1 TWh

Besoin global en ajustement de RTE

## 1,7 %

De la consommation française

## Pour mieux comprendre

Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de moduler les niveaux de la production, de la consommation et des échanges pour assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Il est fondé sur des offres faites par les acteurs d'ajustement, sélectionnées selon la préséance économique au regard du besoin identifié.

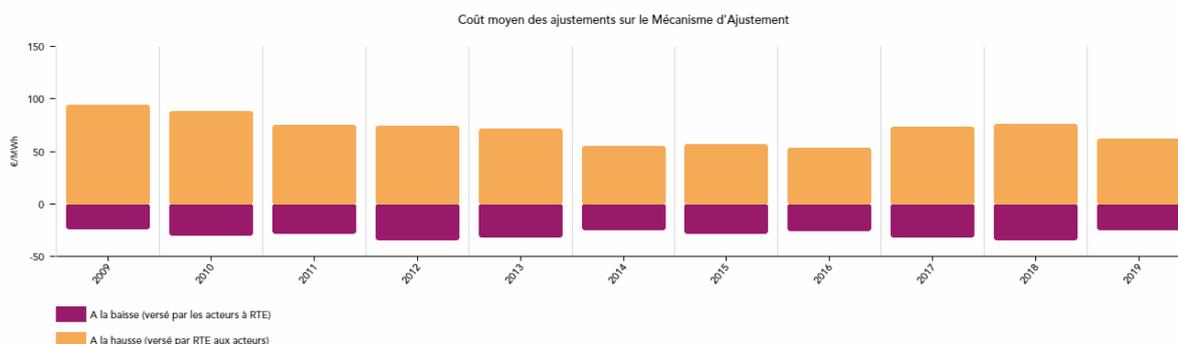
## Légère baisse du volume global d'ajustement

Le volume global d'ajustement recule légèrement par rapport à l'an dernier avec 8,1 TWh, ce qui représente 1,7% de la consommation annuelle brute. A la hausse comme à la baisse, les ajustements restent majoritairement réalisés par la filière hydraulique. Les ajustements en provenance de l'étranger, notamment depuis l'Allemagne et la Suisse, sont toujours importants (40% des volumes activés à la hausse et 19% à la baisse) même s'ils sont en diminution par rapport à 2018.

Volumes ajustés sur le mécanisme d'ajustement



## Coût moyen des ajustements sur le mécanisme d'ajustement



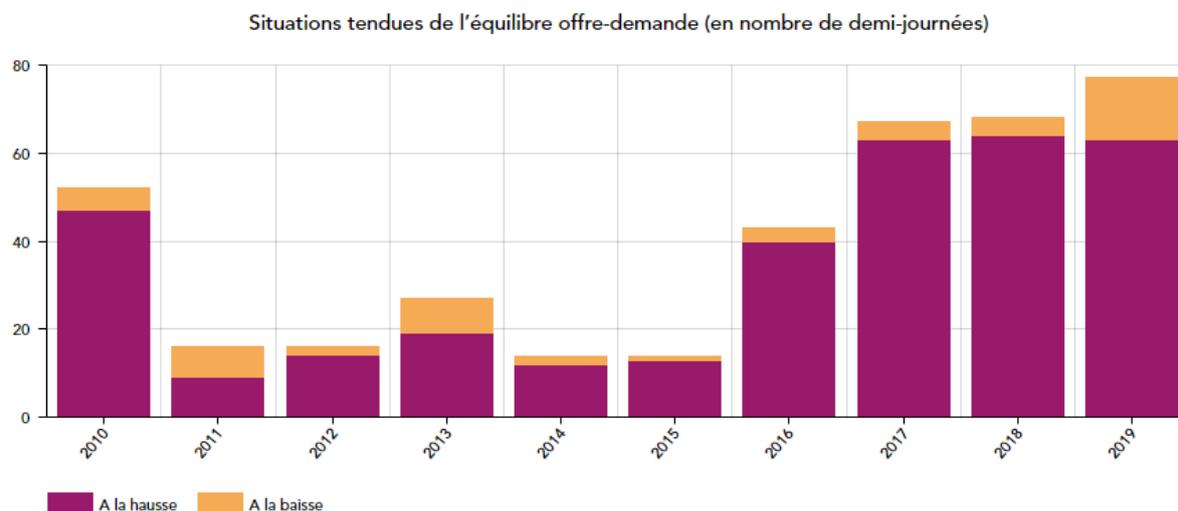
NB : ce coût moyen inclut les éventuels coûts de démarrage.

## Situations tendues sur le mécanisme d'ajustement

On considère qu'une situation est tendue du point de vue de l'équilibre offre-demande lorsque RTE génère un ou plusieurs messages de manque d'offres concernant le mécanisme d'ajustement (alertes ou modes dégradés) afin que les acteurs complètent leurs offres.

Le nombre de situations tendues à la hausse (lorsque la consommation d'électricité est supérieure à la production) reste stable par rapport à 2018 avec 63 demi-journées. Ces situations ont des origines variées (mouvements sociaux sur le parc de production, canicule et contraintes environnementales, vagues de froid...). Le mois de décembre, marqué par des mouvements sociaux importants, représente à lui seul 23 demi-journées.

Le nombre de situations tendues à la baisse augmente avec 14 demi-journées (voir « Pour mieux comprendre » ci-dessous).



## Les situations tendues de l'équilibre offre-demande à la baisse

Bien que les situations tendues à la hausse (lorsque la demande d'électricité est supérieure à l'offre) soient plus intuitives, le réseau de transport d'électricité est parfois confronté à des cas de tension lors de surplus de production. Ces situations sont observées lors des creux de consommation (baisse d'activité due aux congés, aux week-ends et aux jours fériés). Elles sont plus nombreuses l'été, où la consommation est réduite, mais peuvent apparaître dès les week-ends de printemps, en particulier lorsque les productions éolienne et photovoltaïque sont importantes en Europe alors que la consommation y est faible.

Il peut alors être nécessaire à la France d'exporter massivement de l'énergie afin de ne pas se retrouver en excès de production. Lorsque les limites d'export sont atteintes, RTE peut demander la baisse ou l'arrêt momentané de groupes de production. La priorité donnée à l'utilisation de la production éolienne et solaire peut conduire en particulier à des baisses significatives de la production thermique à combustible fossile et nucléaire. La fréquence de telles situations de surplus augmente ces dernières années notamment en raison de la poursuite du développement des énergies renouvelables et la hausse observée des contraintes de production minimum des groupes nucléaires (contraintes techniques déclarées par les centrales).

# Effacements



## Pour mieux comprendre

Un effacement de consommation d'électricité se définit comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée (article L 271-1 du code de l'énergie).

Les effacements peuvent être utilisés par les acteurs de marché pour optimiser leur propre portefeuille ou pour vendre de l'énergie directement à d'autres acteurs ou à RTE. Deux grandes catégories d'effacement participent ainsi à l'équilibre offre-demande :

- L'effacement industriel, qui consiste à réduire la consommation d'un ou plusieurs sites industriels (soit par arrêt de process, soit par bascule sur un mode d'autoconsommation). Ces effacements peuvent être proposés directement par l'industriel ou par l'intermédiaire d'un agrégateur ou d'un fournisseur.
- L'effacement diffus, qui est l'agrégation de petits effacements unitaires de consommation d'électricité, réalisés au même moment chez des particuliers ou des professionnels, par l'intermédiaire d'un agrégateur ou d'un fournisseur.

## Des effacements valorisés au travers de nombreux mécanismes

---

La France est le premier pays en Europe à avoir ouvert l'ensemble de ses structures de marché nationales à tous les consommateurs, y compris ceux raccordés aux réseaux de distribution :

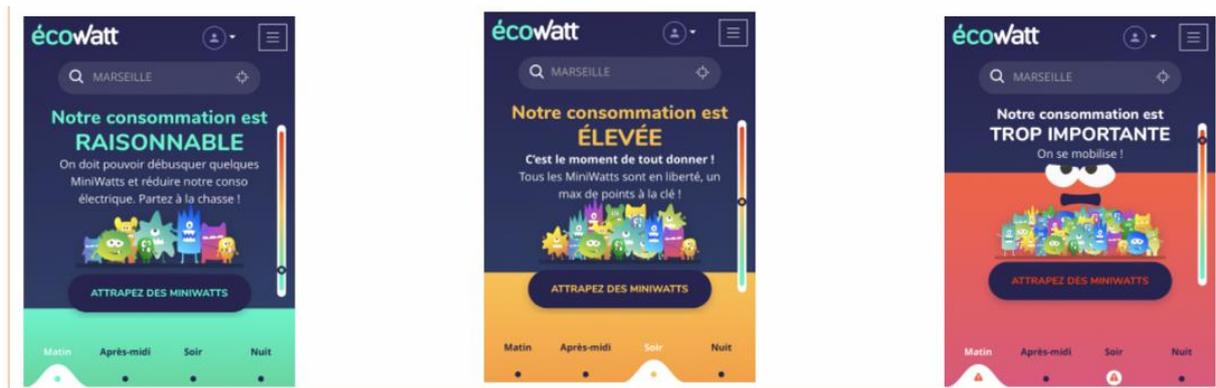
- Depuis 2003, les effacements industriels peuvent être proposés sur le mécanisme d'ajustement.
- Depuis 2008, RTE contractualise des capacités d'effacement auprès des acteurs d'ajustement afin de garantir la disponibilité de ces offres sur le mécanisme d'ajustement.
- Depuis 2011, RTE contractualise des capacités d'effacement mobilisables dans des délais très courts au titre des réserves rapides et complémentaires. En 2019, 50% des réserves rapides et complémentaires sont fournis par des capacités d'effacement.
- Depuis janvier 2014, les effacements activés peuvent être vendus directement sur les marchés de l'énergie via le mécanisme NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement).
- Depuis juillet 2014, les consommateurs industriels peuvent participer aux services système fréquence en proposant des effacements (1 MW minimum). Ces réserves, qui peuvent être activées automatiquement dans un délai qui va de quelques secondes à quelques minutes, sont indispensables à l'équilibre offre-demande. Auparavant, seuls les groupes de production pouvaient y contribuer. En 2019, les effacements contribuent à hauteur de 10% de la réserve primaire.
- En 2018, l'appel d'offres effacement devient un mécanisme de soutien à la filière effacement. Organisé par le ministère de l'énergie, il porte sur le développement de l'effacement de consommation d'électricité en vue d'atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

## EcoWatt, une démarche éco-citoyenne au service des territoires

Dispositif éco-citoyen, EcoWatt est né en Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Bretagne à la fin des années 2000, dans un contexte de fragilité électrique des deux régions. Depuis la mise en service des « filets de sécurité » et le déploiement des réseaux électriques intelligents SMILE (Bretagne-Pays de la Loire) et FLEXGRID (PACA), le dispositif EcoWatt est devenu un outil au service de la transition énergétique et de l'accompagnement des territoires. Menée en partenariat avec l'Etat, l'Ademe, Enedis et des collectivités territoriales, la démarche EcoWatt totalise aujourd'hui près de 90 000 abonnés dans les deux régions.

EcoWatt met à disposition des citoyens un baromètre de l'électricité pour accéder – à tout moment de la journée et selon sa géolocalisation – aux prévisions de consommation de leur territoire. Ces prévisions de consommation sont traduites par un signal de couleur, qui est vert pour une consommation raisonnable, orange pour une consommation élevée et rouge pour une consommation très importante. Au travers d'un dispositif ludique, EcoWatt invite les citoyens à relever des challenges autour des éco-gestes, pour réduire leur consommation électrique.

Découvrez le dispositif ici : [www.monecowatt.fr](http://www.monecowatt.fr).



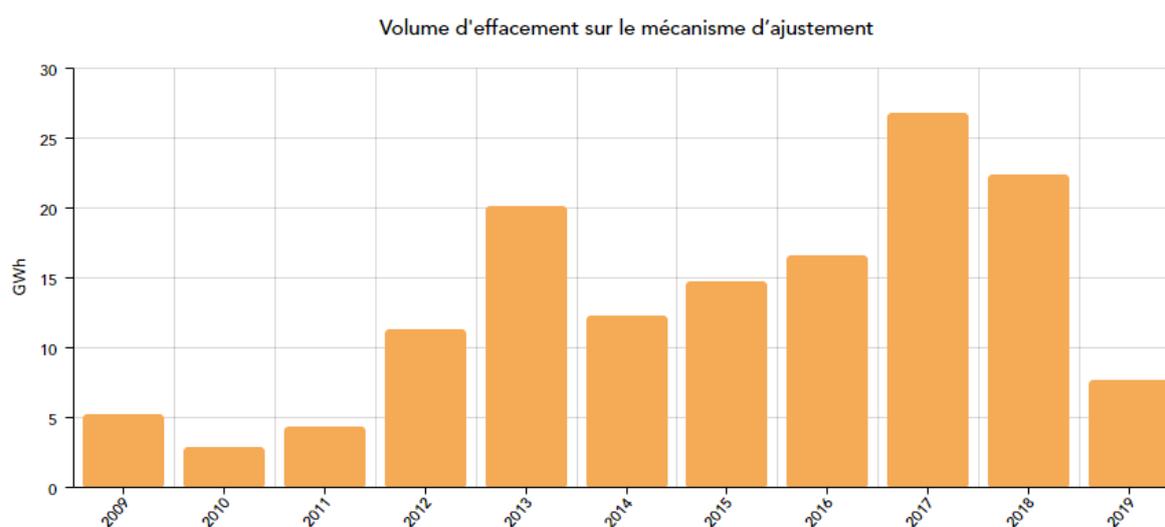
## L'appel d'offres Effacement en 2019

Pour ce troisième appel d'offres effacement depuis la refonte du dispositif, le volume retenu est en hausse de 31% (770 MW) par rapport à l'année précédente. La hausse des volumes retenus est notable alors que les conditions d'éligibilité à l'appel d'offres ont été restreintes puisque, désormais, les effacements « gris » (diesels) ne sont plus autorisés à candidater. Les effacements lauréats de cet appel d'offres 2020 sont donc 100% « verts ». Le volume d'effacements « verts » retenu est, pour la deuxième année consécutive, en forte croissance : + 34% entre 2018 et 2019, et + 43% entre 2019 et 2020. En deux années, tandis que les effacements gris ont été progressivement exclus du dispositif de soutien, le volume d'effacements « verts » soutenu a doublé au sein de l'appel d'offres.

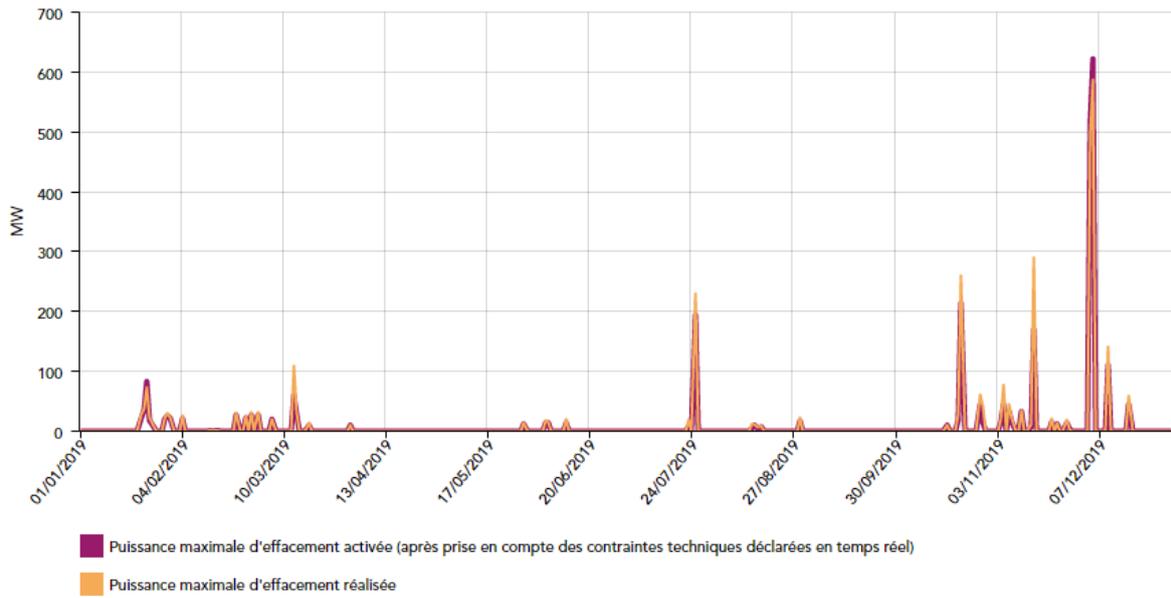
## Les effacements sur le mécanisme d'ajustement

Le volume moyen d'effacement offert sur le mécanisme d'ajustement est de 878 MW, un niveau en hausse par rapport à 2018 (727 MW).

Le volume total d'effacement réalisé s'établit quant à lui à 7,6 GWh, en recul par rapport à 2018 (22,3 GWh). En effet, la plupart des effacements ont une valeur capacitaire, c'est-à-dire qu'ils sont à des prix élevés et sont donc activés en temps réel par RTE lors de fortes tensions sur le système électrique, notamment lors de vagues de froids. En 2019, il y a eu moins d'occurrences pour lesquelles le niveau de prix des dernières offres appelées sur le mécanisme d'ajustement a atteint ou dépassé celui élevé des offres d'effacement.

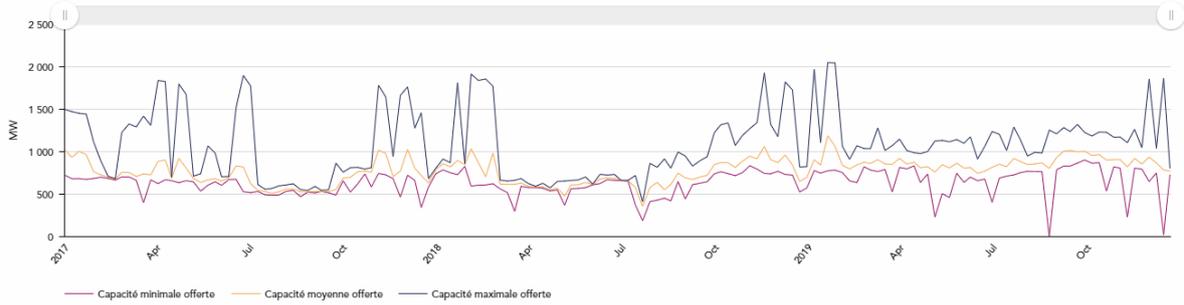


Puissance maximale effacée chaque jour sur le mécanisme d'ajustement



## Evolution des capacités d'effacement

Evolution des capacités d'effacement offertes chaque semaine sur le mécanisme d'ajustement



NB : La capacité minimale (respectivement maximale) offerte correspond au pas demi-heure de la semaine où la somme des capacités offertes est la plus basse (respectivement la plus haute)

# Le dispositif NEBEF

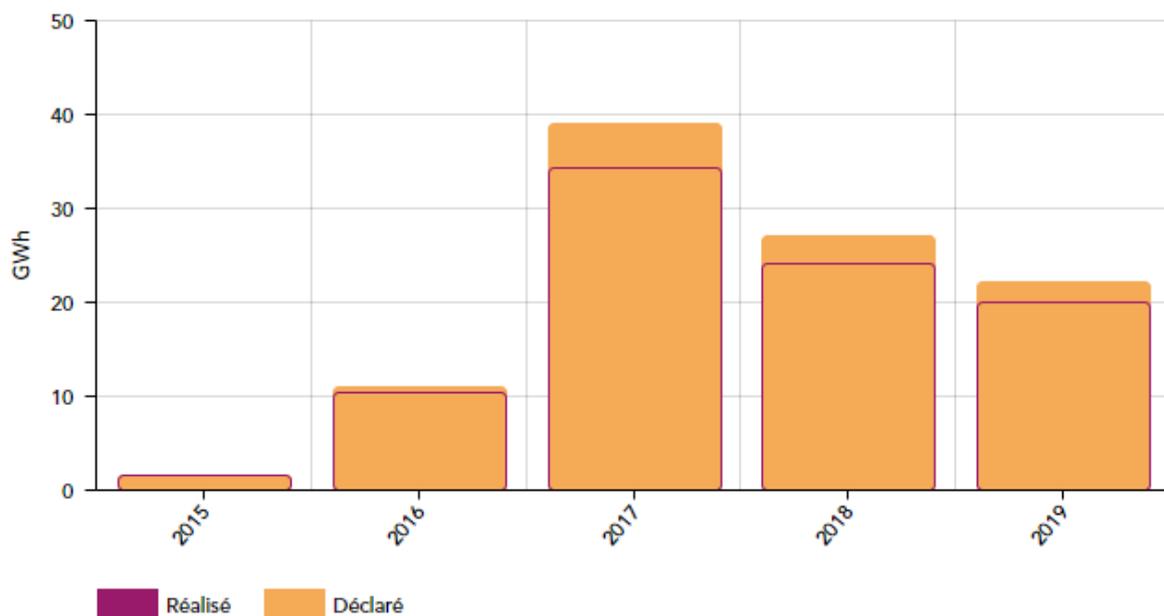
## Pour mieux comprendre

Le dispositif « NEBEF », ou Notification d'Echange de Blocs d'Effacement, permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur le marché. Les acteurs notifient à RTE les effacements qu'ils activeront le lendemain, et ont désormais la possibilité de redéclarer un programme en infrajournalier. RTE contrôle a posteriori la conformité des effacements réalisés par rapport aux programmes déclarés par les acteurs.

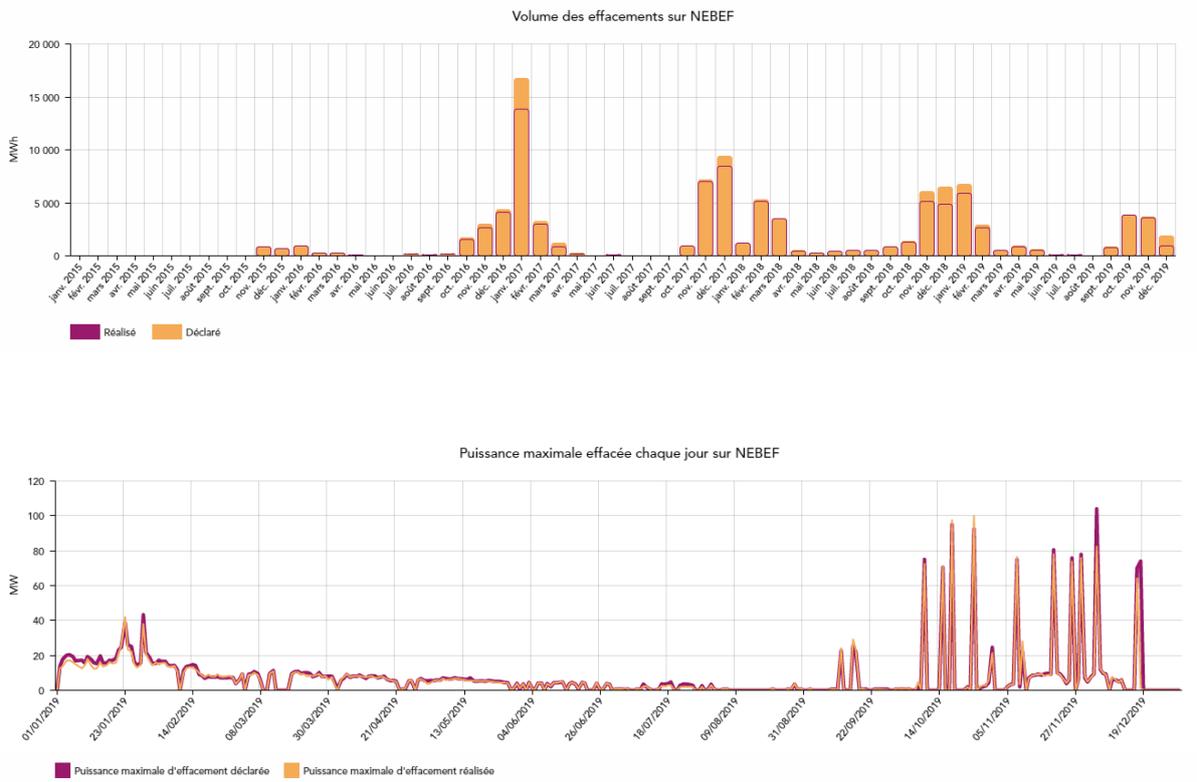
A ce jour, 21 opérateurs d'effacement ont contractualisé avec RTE pour participer à ce dispositif.

Le volume d'effacement retenu via le dispositif NEBEF s'élève à 22,2 GWh en 2019, un niveau équivalent à celui de 2018. L'effacement diffus représente l'essentiel des volumes échangés via le dispositif NEBEF. Les effacements de forte puissance sont concentrés sur le dernier trimestre.

Volume des effacements sur NEBEF



# Indicateurs NEBEF détaillés



# Mécanisme de capacité



## Le mécanisme de capacité en France

Le **mécanisme de capacité** vise à sécuriser l'alimentation électrique française à moyen-terme en couvrant le risque lors des pointes hivernales. Il a été approuvé sous condition par la Commission Européenne le 8 novembre 2016 puis décliné dans les règles de marché approuvées par la Ministre en charge de l'énergie et la Commission de Régulation de l'Énergie le 29 novembre 2016.

Pour mieux comprendre

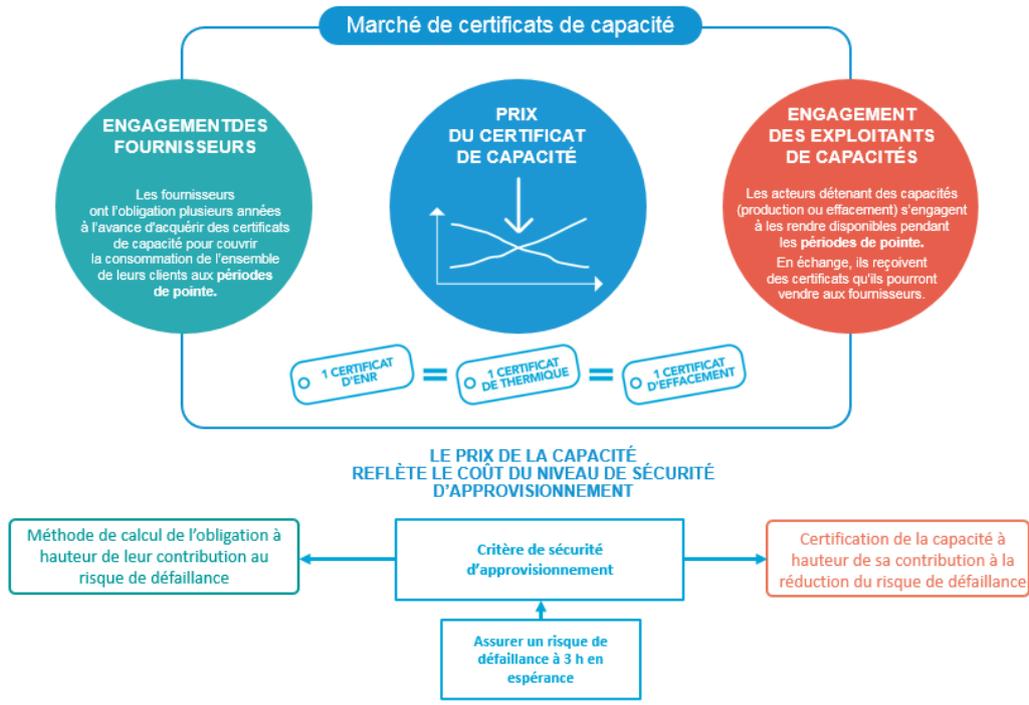
### Fonctionnement du mécanisme

Le mécanisme de capacité repose sur deux piliers. D'une part, les acteurs obligés – principalement les fournisseurs – ont l'obligation de détenir des garanties de capacité pour contribuer à la sécurité d'alimentation de leurs clients. Cette responsabilisation des fournisseurs doit notamment permettre de contenir la croissance de la pointe par une incitation économique à la maîtrise des consommations de leurs clients.

D'autre part, RTE certifie les capacités des exploitants qui s'engagent à rendre disponible leurs moyens lors des périodes de pointes hivernales. Le mécanisme de capacité leur permet ainsi de valoriser la disponibilité de l'offre de production et d'effacement au travers de la vente de garanties de capacité.

Les acteurs échangent les garanties de capacité via des sessions de marché organisées ou de gré-à-gré. L'année de livraison, RTE signale les jours de pointe durant lesquels les acteurs doivent remplir leurs engagements respectifs (jours PP1 pour les fournisseurs, jours PP2 pour les producteurs et autres exploitants de capacité). [Le calendrier de ces journées est disponible ici.](#)

Après l'année de livraison, RTE notifie aux fournisseurs leur niveau d'obligation final et calcule la disponibilité réelle des capacités. Les écarts donnent lieu à des règlements financiers.



## Indicateurs prévisionnels sur l'obligation de capacité

Les indicateurs prévisionnels de l'obligation de capacité sont basés sur la trajectoire de référence et les trajectoires encadrantes de consommation étudiées dans le cadre des analyses de sensibilité du Bilan prévisionnel 2019.

Trajectoire	Prévision de l'obligation de capacité France pour 2020 (GW)	Prévision de l'obligation de capacité France pour 2021 (GW)
Trajectoire 3	93,7	93,2
Trajectoire 4	94,0	93,9
Cas de base : consommation stable	94,3	94,3
Trajectoire 5	94,5	94,6

Les fournisseurs peuvent mettre en place des mesures visant à maîtriser la consommation de leurs clients. Ces mesures de maîtrise de la consommation à la pointe devront donc être soustraites de la prévision d'obligation publiée par RTE. Le niveau global d'actions de maîtrise de la demande est publié sur le Registre des mesures visant à maîtriser la consommation. En 2019, les volumes de maîtrise de la consommation représentent 632 MW.



## Prise en compte explicite des capacités transfrontalières

Dès sa création, le mécanisme de capacité a été conçu pour prendre en compte l'interconnexion du système électrique français aux autres pays européens, et la contribution que ces derniers apportent à la sécurité d'approvisionnement française. Dans un premier temps, pour les années de livraison 2017 et 2018, cette contribution a été prise en compte de manière implicite, c'est-à-dire par une diminution du besoin en capacité pour les fournisseurs au travers d'un coefficient dit de sécurité, mais sans valorisation explicite. Ce coefficient de sécurité était de 0,93 en 2017 et 2018.

A partir de l'année 2019, la contribution des pays membres de l'UE directement reliés électriquement à la France est prise en compte de manière explicite. La contribution d'un pays est basée sur l'espérance d'import depuis ce pays lorsque la France est en situation de défaillance calculée dans les études du Bilan prévisionnel.

Pour l'année de livraison 2019, la contribution des 5 pays pris en compte de manière explicite a été calculée à 6319 MW, le coefficient de sécurité a également été établi à 0,99.

## Prix de la capacité

Les garanties de capacité peuvent être échangées de gré à gré ou via des enchères.

Le détail des transactions est publié dans [le registre des garanties de capacité](#).  
Pour les enchères, les volumes échangés et les prix (€/garantie) sont publiés, en toute transparence, sur le site [d'EPEX SPOT](#).

Le Prix de Règlement des Ecart de Capacité (PREC – anciennement Prix de Référence Marché) est ensuite déterminé suivant la méthodologie définie par la CRE.

Année de livraison	Prix de Référence Marché ou PREC
2017	9999,8 €/MW
2018	9342,7 €/MW
2019	17 365,3 €/MW
2020	16 583,9 €/MW

## Evolution du calcul du prix de règlement des écarts de capacité

La méthodologie de calcul du prix de règlement des écarts de capacité a évolué en 2019 (applicable pour 2020).

Pour les années de livraison (AL) entre 2017 et 2019, le prix de référence marché est déterminé comme la moyenne arithmétique simple des prix révélés par les enchères réalisées sur les plateformes d'échange organisées entre le 1<sup>er</sup> janvier AL-4 et le 31 décembre AL-1.

A partir de l'année de livraison 2020, le prix de règlement des écarts de capacité est défini comme le prix révélé par la dernière enchère réalisée sur les plateformes d'échanges organisés précédant l'année de livraison.

## Appel d'offres long terme

---

L'appel d'offres long terme, dit « AOLT », est un appel d'offres destiné aux nouvelles capacités compatibles avec le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (i.e. les capacités disposant d'une source d'énergie fossile ne sont pas éligibles). Il est organisé quatre ans en amont de chaque année de livraison par le Ministre chargé de l'énergie si un bénéficiaire est identifié pour la collectivité. L'objectif est d'offrir de la visibilité sur un revenu capacitaire stable et ainsi faciliter les nouveaux investissements utiles à la sécurité d'approvisionnement.

Un prix garanti est ainsi défini à l'issue de chaque appel d'offres. Les candidats dont l'offre est inférieure au prix garanti sont retenus et bénéficient d'un contrat pour différence qui leur assure une rémunération stable égale au prix garanti, pour une période de sécurisation de 7 ans. Ainsi, durant la période couverte par les contrats signés avec les lauréats, si le prix garanti est supérieur au prix du marché, le lauréat obtiendra la différence. Dans le cas contraire, il versera la différence sur un fond dédié. En régime nominal, chaque appel d'offres se déroule 4 ans en amont de la période de livraison et est ouvert sur une période de 6 mois.

L'année 2019 marque le lancement des premiers appels d'offres. Des dispositions transitoires ont été prévues afin de pouvoir organiser les appels d'offres dont la période de sécurisation commence dans les 4 années à venir. Quatre appels d'offres ont ainsi été organisés fin 2019 ; ils portent sur les périodes de sécurisation ci-dessous :

- 2020 – 2026
- 2021 – 2027
- 2022 – 2028
- 2023 – 2029

Les résultats des différents appels d'offres ne sont pas encore disponibles au moment de la rédaction de ce rapport. Les lauréats doivent être prochainement notifiés par le Ministre.

# Glossaire

## A

### ADEeF

Association des Distributeurs d'Electricité en France.

### ARENH

Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique, droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

## B

### BALIT

Balancing Inter TSO, mécanisme d'échange d'énergie d'ajustement entre Gestionnaires de Réseau de Transport pour les besoins d'équilibrage du système. Ce mécanisme est effectif avec l'Espagne et la Grande-Bretagne.

## C

### CCG

Centrale électrique à Cycle Combiné Gaz

### Consommation brute

Consommation d'électricité au périmètre France, Corse comprise, et pertes incluses.

### Consommation corrigée

Consommation d'électricité qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence, et s'il n'y avait pas eu de 29 février pour les années bissextiles.

### Consommation résiduelle

La consommation résiduelle correspond à la consommation électrique diminuée des productions fatales.

### Correction des variations saisonnières

Série chronologique de laquelle on a retiré la composante saisonnière. L'évolution d'une série statistique peut en général se décomposer en trois facteurs : une tendance, une composante saisonnière et une composante irrégulière. La correction des variations saisonnières est une technique que les statisticiens emploient pour éliminer l'effet des fluctuations saisonnières sur les données, de manière à en faire ressortir les tendances fondamentales.

### Couplage de marché

Processus de mutualisation des offres et des demandes d'électricité entre différents marchés, dans la limite des capacités d'interconnexion entre ces marchés. Un algorithme opère simultanément la détermination des prix et l'allocation implicite des capacités transfrontalières, ce qui permet d'obtenir des zones de prix identiques lorsque les capacités ne limitent pas les échanges transfrontaliers.

### CWE

Central West Europe, zone regroupant la France, la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas sur laquelle les prix des marchés de l'électricité sont couplés depuis 2010.

## D

### Densité de foudroiement

Nombre d'impacts de foudre par an et par km<sup>2</sup> dans une région.

## E

### EDF-SEI

EDF-SEI est un opérateur intégré qui produit, achète, transporte, distribue et commercialise l'électricité dans les territoires insulaires non interconnectés.

### Effacement de consommation

Dispositif par lequel un consommateur renonce ou reporte tout ou partie de sa consommation d'électricité, en réaction à un signal.

### Effet couronne

Phénomène physique lorsque le conducteur est soumis à une haute tension

### Effet Joule

Echauffement du conducteur lors du passage d'un courant électrique

### ELD

Entreprises Locales de Distribution. Ce sont, avec Enedis, les gestionnaires des réseaux de distribution, intermédiaires entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. On en compte environ 150 sur toute la France.

### Enedis

Gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité en France.

### Entreprises

Secteur comprenant les clients raccordés au réseau public de distribution et dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kVA.

### ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity, association européenne des gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'électricité, regroupant 34 pays membres au travers de 41 GRT, a pour but de promouvoir les aspects importants des politiques électriques tels que la sécurité, le développement des énergies renouvelables et le marché de l'électricité.

### Événements exceptionnels

Phénomènes atmosphériques de grande ampleur à faible probabilité d'occurrence, ainsi que des cas de force majeure.

## F

### Facteur de charge

Rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie produite par un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période.

### Fréquence de coupure

Ratio entre le nombre de coupures brèves ou longues et le nombre de sites des clients distributeurs et industriels desservis par RTE. Une coupure est qualifiée de « brève » si sa durée est comprise entre 1s et 3mn, de « longue » si sa durée est supérieure à 3mn.

## G

### **Grande industrie**

Clientèle finale desservie directement par le gestionnaire du réseau de transport.

### **GRT**

Gestionnaire de Réseau de Transport d'électricité

## I

### **Infrajournalier**

Se dit de transactions d'électricité opérées avec un préavis court, au plus près du temps réel.

### **ITER**

International Thermonuclear Experimental Reactor

## L

### **Longueur de circuit de ligne électrique**

Longueur réelle de l'un des conducteurs qui fait partie de la ligne électrique, ou la moyenne des longueurs de ces conducteurs si celles-ci présentent des différences sensibles.

## M

### **Mécanisme d'ajustement**

Mécanisme par lequel RTE dispose à tout moment de réserves de puissance afin de les mobiliser dès qu'un déséquilibre entre l'offre et la demande se produit.

### **MWc**

Le mégawatt-crête correspond à 1 million de watts-crête. Le watt-crête est l'unité mesurant la puissance des panneaux photovoltaïques, correspondant à la production de 1 watt d'électricité dans des conditions normales pour 1000 watts d'intensité lumineuse par mètre carré à une température ambiante de 25°C.

## N

### **NEB**

Notification d'Echanges de Blocs, mécanisme qui permet à un Responsable d'Equilibre d'échanger des blocs d'énergie avec d'autres Responsables d'Equilibre et/ou de fournir de l'électricité à des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport ou de distribution d'électricité n'appartenant pas à son périmètre d'équilibre.

### **NTC**

Net Transfer Capacity, capacités d'échanges mises à disposition du marché en import et en export, calculées et publiées conjointement par les gestionnaires de réseau. Elles dépendent à la fois des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques dans chaque pays.

## P

### **Particuliers**

Il s'agit d'une autre dénomination du secteur résidentiel, secteur comprenant les clients raccordés au réseau public de distribution pour un usage résidentiel et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA

## **PME/PMI**

Clientèle finale desservie par les gestionnaires de réseaux de distribution en moyenne tension et en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA.

## **PPE**

Programmation Pluriannuelle de l'Energie. Il s'agit du nouvel outil de pilotage fixant les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de la transition énergétique conformément aux engagements pris dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

## **Prix spot**

Prix moyen de l'électricité négociée le jour pour livraison le lendemain sur 24 tranches horaires.

## **Production bioénergies**

La catégorie « Bioénergies » comprend les biogaz, les déchets papeterie/carton, les déchets urbains, le bois-énergie et les autres biocombustibles solides.

## **Production d'électricité renouvelable**

Production d'électricité à base de sources d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire, bioénergies)

## **Production hydraulique**

La catégorie « Hydraulique » comprend tous les types de centrales hydrauliques (éclusée, fil de l'eau...). La consommation induite par le pompage des centrales dites « STEP » n'est pas déduite de la production.

## **Production industrielle**

L'indicateur utilisé est construit à partir d'indices de production industrielle (IPI) de l'INSEE, pondérés par la consommation électrique des différentes activités de chaque branche.

## **Production nucléaire**

La catégorie « Nucléaire » comprend tous les groupes nucléaires. La consommation des groupes auxiliaires est déduite de la production.

## **Production thermique à combustible fossile**

La catégorie « Thermique à combustible fossile » comprend les combustibles de type charbon, fioul et gaz.

## **Professionnels**

Clients raccordés au réseau public de distribution pour un usage professionnel et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA.

# **R**

## **Résidentiel**

Secteur comprenant les clients raccordés au réseau public de distribution pour un usage résidentiel et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA.

## **Responsable d'équilibre**

Acteur du marché de l'électricité ayant contractualisé avec RTE et devant lui régler le coût des écarts entre injection et soutirage constatés a posteriori sur un ensemble de portefeuille d'activités dont il est responsable.

## **RPT**

Réseau Public de Transport, réseau de transit et de transformation de l'énergie électrique, entre les lieux de production et de consommation. Il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 kV et 225 kV) et les réseaux régionaux de répartition (225 kV, 90 kV et 63 kV). Ce réseau à très haute tension et haute tension alimente la grande industrie ainsi que les principaux gestionnaires de réseaux de distribution.

## S

### SER

Syndicat des Énergies Renouvelables.

### Station de conversion

Une station de conversion est capable de convertir le courant continu en alternatif et ainsi assurer son intégration dans le système électrique

### Stock hydraulique

Le stock hydraulique à la maille France représente le taux agrégé de remplissage hebdomadaire des réservoirs et centrales de stockage hydraulique de type Lac. L'énergie de tête est celle que l'on peut produire sur la (seule) centrale directement rattachée au réservoir en fonction de son remplissage. Les données publiées constituent uniquement le stock en lien avec les énergies de tête et sont exprimées en MWh.

## T

### Taux de couverture

Rapport entre la puissance générée et la consommation intérieure brute du moment.

### Températures de référence

Moyennes de chroniques de températures passées, réputées représentatives de la décennie en cours. Sur la base de données Météo France, elles sont calculées par RTE au niveau de la France entière grâce à un panel de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire.

### Temps de coupure équivalent

Énergie non distribuée du fait de coupures d'alimentation et de délestages des clients, rapportée à la puissance annuelle livrée par RTE à ses clients.

## V

### VPP

Virtual Power Plants, mécanisme disparu au premier semestre 2015

